

国际电气工程先进技术译丛

配电系统分析与自动化

Distribution System Analysis and Automation

[美] 胡安 M. 赫尔斯（Juan M. Gers） 著

孟晓丽 李蕊 译



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

国际电气工程先进技术译丛

配电系统分析与自动化

Distribution System Analysis and Automation

［美］胡安 M. 赫尔斯（Juan M. Gers） 著

孟晓丽 李 蕊 译



机 械 工 业 出 版 社

在电力系统中，配电网是直接面向用户的末端环节，配电网的运行水平和供电能力直接影响供电质量和社会经济发展。本书主要介绍智能配电网概念和通信系统、配电自动化功能、配电高级分析、短路电流计算、可靠性分析、网络重构与供电恢复、电压无功控制、谐波分析、继电保护等以及智能电网的互操作和成熟度模型等内容。

本书可供从事配电网规划、分析与仿真以及与自动化相关的研究与开发的科研院所、公司及高校的工程师、学者、老师、学生等参考使用。

Distribution System Analysis and Automation, The Institution of Engineering and Technology, 1st edition, by Juan M. Gers, ISBN9781849196598.

Original English Language Edition published by The IET.

图书在版编目（CIP）数据

配电系统分析与自动化/（美）赫尔斯（Gers, J. M.）著；孟晓丽，李蕊译. —北京：机械工业出版社，2016.5

（国际电气工程先进技术译丛）

书名原文：Distribution System Analysis and Automation

ISBN 978-7-111-53394-8

Ⅰ.①配… Ⅱ.①赫… ②孟… ③李… Ⅲ.①配电系统-自动化技术 Ⅳ.①TM727

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2016）第 065357 号

机械工业出版社（北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037）

策划编辑：付承桂 责任编辑：付承桂 任 鑫

责任校对：张 征 封面设计：马精明

责任印制：乔 宇

北京铭成印刷有限公司印刷

2016 年 7 月第 1 版第 1 次印刷

169mm × 239mm · 16 印张 · 352 千字

0001—2800 册

标准书号：ISBN 978-7-111-53394-8

定价：69.00 元

译者的话

本书中的大部分内容为配电系统的基本理论，也考虑了智能电网、分布式电源、成熟度模型等新的概念，可为电力行业以及从事配电系统自动化工作的人员提供参考。

全书共12章。第1章为智能电网概述，介绍了智能电网对配电系统可靠性、运行效率、资产效益等方面的益处以及供电可靠性指标。第2章为配电自动化功能，从EMS/DMS功能、GIS系统、SCADA以及PMU技术应用等方面进行了介绍。第3章为配电系统分析基础，包括基本的电路定律和定理、交流电路、标幺值概念和潮流计算等内容。第4章为短路电流计算，介绍了短路电流特性、整定计算以及对称分量法等。第5章为配电系统的可靠性，介绍了可靠性计算中的网络建模和网络约简方法。第6章为配电系统网络重构与供电恢复，重点介绍了不同目的下的馈线重构。第7章为电压/无功控制，介绍了利用调压器、电容器、VVC等进行电压控制的方法。第8章为谐波分析，介绍谐波的基本概念。第9章为现代配电系统保护，介绍了线路、变压器保护的设定及整定方法，特别讲述了考虑分布式电源的继电保护。第10章为智能电网通信技术，对高级量测、通信标准、通信介质、信息安全进行了介绍，重点阐述了IEC 61850标准。第11章为电力系统中的互操作概念，简要介绍了信息交换过程、数据模型与标准、公共信息模型的实现。第12章为成熟度模型，介绍了成熟度模型在智能电网中的应用起源、过程、案例等。书中部分内容的表述与我国人员所熟知的不大相同，我们在翻译的过程中一方面尽量遵循原著，另一方面也尽可能按我国的习惯来表述，以便读者能准确理解原作者的意图。

非常感谢中国电力科学研究院配电研究所的高菲、李建芳、贾东梨、李雅洁、张瑜、张海、胡丽娟、何开元、张琳、赵珊珊、叶学顺、董伟杰、刁赢龙为本书翻译所做的贡献，也感谢中国农业大学唐巍教授对译稿提出的修改建议。

由于翻译时间有限，加之译者的知识有限，书中如有不当之处，敬请广大读者批评指正。

译　者

2016年3月

原书前言

20世纪末期，由于软硬件技术和通信技术的进步，以及电容器、开关、继电保护等馈线装置的技术发展，配电系统开始受到显著的关注。21世纪初，配电自动化被归并到了涵盖发、输、配电领域的智能电网的大旗下。

本书素材来源于许多国际会议、电力公司的实际应用和个人研究，所涉及的主题既包括基本的概念，也包括最先进、实用的技术。

本书共12章。第1章为智能电网概览；第2章介绍配电自动化，其中有些内容在其他章节有详细阐述；第3章和第4章回顾了配电系统分析的基本概念，其中包括电力基本原理、网络及辐射状潮流计算、短路电流计算等。

第5章介绍可靠性概念；第6章是配电网络重构与供电恢复，这部分是配电自动化最核心的内容之一；第7章是利用电压调节装置和无功控制技术来实现电压调控，以保证全网节点电压合格。

谐波理论及谐波对配电系统的影响在第8章进行分析；第9章介绍现代配电系统保护；第10章与通信有关，其中包括了IEC 61850中的相关内容；第11章介绍互操作；第12章为成熟度模型。

各个章节中都包含很多实际应用考虑和用Matlab等实现的示例。

我本人当然期望本书能够给学生和从事配电自动化及智能电网领域工作的工程师们提供帮助，也可以作为他们研究的参考用书。

本书成稿过程中得到了几位同事的帮助，他们提出了一些非常有价值的建议。首先要感谢英国斯特拉思克莱德大学（Strathclyde University）的K. L. Lo教授将我引入配电自动化领域，并悉心指导了我在该领域的第一年的工作。感谢Jose Munoz，Luis Aragon和Jmaes Ariza在通信那章的贡献，以及Andres Perez在同步相量技术方面的帮助。尤其要感谢Carlo Viggiano帮助我组织了本书的素材，并在本书的立项过程给予了极大支持。我还要感谢IET的出版团队对本书的编辑。最后，感谢我的妻子与孩子们的耐心与理解，使得我能够从家务事中节省出时间来完成此书。

Juan M. Gers

Weston，2013年10月

目　　录

第 1 章 智能电网概述

智能电网（SG）是一个全新的概念，它包括发、输、配电的各个方面，目的是为了更可靠、更高效、更安全地为用户供电，实现电力公司与用户之间的通信，促进绿色能源和其他目标的发展。

当“智能电网”术语首次出现时，有些人联想到远程计量，后来被称为 AMR（自动抄表系统），而 AMR 的功能又可以涵盖在更广阔的领域内，再后来被称为 AMI（高级量测体系）。显然，计量系统是智能电网的要素之一，但并不是唯一的。智能电网的整体架构中包含了许多要素，本书将介绍那些与配电系统，特别是与配电系统的自动化（或配电自动化）有关的内容。

1.1 智能电网之于配电系统

配电系统多年来自主运行，只是偶尔手动设置改变，或者采用当前被称为就地智能的一种相当原始的自动化手段。实际上自动化首先在发电和输电系统中应用，后来逐渐在配电系统中普及。

就地智能的一个很好的例子是将其应用于自动重合器操作与分段器配合，局部故障后，重合器在锁定之前启动一系列重合操作。另一个很好的例子是电容器组的投切操作，它依赖于电压水平、功率因数、时间等就地信号。

近年来，为了应对提高电力系统的可靠性和效率的需求，更多的自动化功能被引入到配电系统中。

智能电网政策需求出自于 2007 年 12 月的《Energy Independence and Security Act》（EISA），向所有的利益相关者提供了对于配电自动化效益和挑战的较好理解。

智能电网发展背后的想法源于 20 世纪 80 年代，配电系统开始受到更多的关注，在那之前人们主要关注发电和输电系统。图 1-1 摘自于由 IEEE Spectrum 在 1982 年 4 月出版的 Arthur C. M. Chen 的“Automated Power distribution”一文，展示了预期的配电系统。这篇文章预期线路发生故障后，将会及时进行故障诊断和故障隔离，线路运维班组进行故障定位和故障修复的时间将会减少，其中还提到配电系统将会有更多的分布式发电接入，当时被称作分布式储能和发电（DSG）系统。文章最后强调了配电自动化对于维持可靠供电和减少运行成本的重要性。现在看到那时的愿景成为现实真的很有趣。

政府和电力公司为电网的发展和现代化奠定了基调，定义了智能电网所需的功能。根据美国能源部的《Modern Grid Initiative》报告，现代智能电网必须满足下列条件：

1）激励消费者积极参与电网运行。

2）能够自愈。

3）抵抗攻击。

4）提供高质量的电力来节省供电中断造成的收入减少。

5）消纳所有的发电和储能设备。

6）促进电力市场繁荣。

7）运行更高效。

8）提高间歇性电源的渗透率。

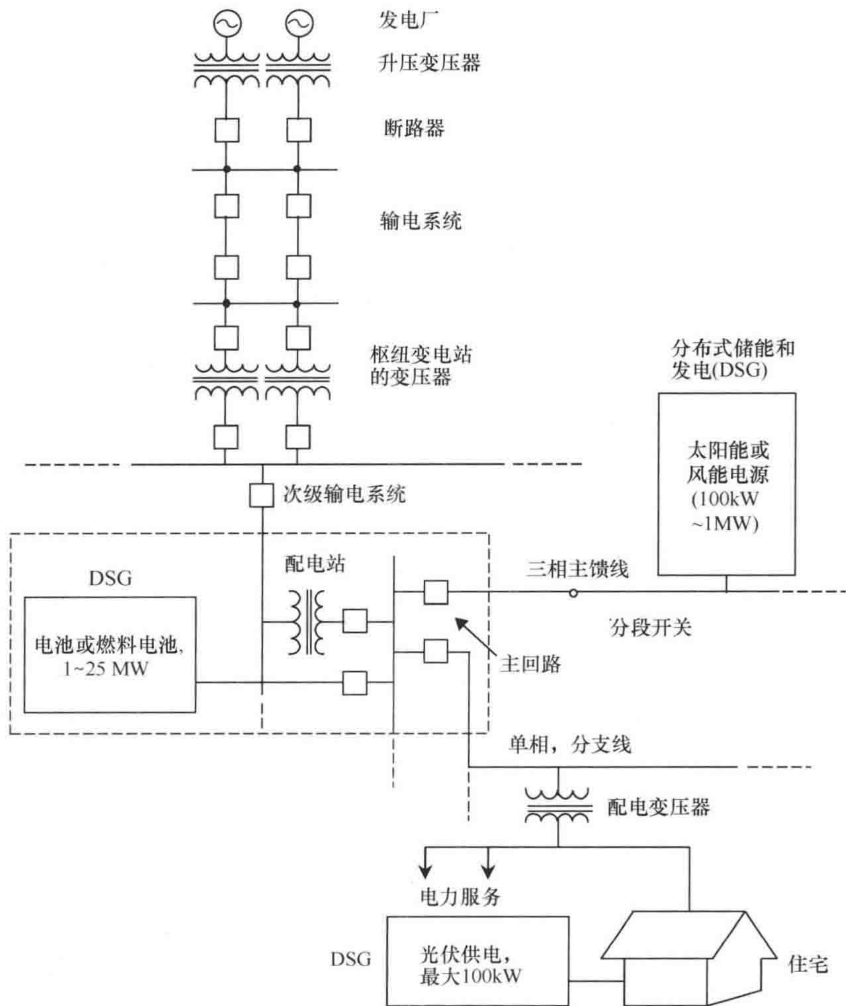


图 1-1　1982 年电力系统设想（摘自“Automated Power distribution”，IEEE Spectrum 1982 年 4 月出版）

为了实现上述智能电网的目标，特别是提高可靠性、安全性和效率，拥有成熟的数字技术是至关重要的。发展智能电网面临的重大挑战是成本控制、制定新标准和建立监管制度。互操作性标准无疑会实现包括分布式发电厂在内的高度互联系统运行。

实现智能电网和配电自动化面临的另一个难题是多个供应商提供的各种技术的巨大差异。对任何一个电力公司来说，在着手一个综合项目之前，需建立一个合适的发展路线。为了帮助建立这一计划，后面章节中对成熟度模型进行了讨论。

推广智能电网新技术将带来一些变化，例如，在配电馈线上接入小的发电厂将导致从两个方向产生短路电流，因此馈线将不再被认为是辐射式的；应该仔细校核重合闸特性以避免非同期合闸；同样，电动汽车充电站的接入将改变馈线的正常运行，这些都需要解决。

智能电网的巨大优势是允许电力公司与用户之间双向通信，这将在电力公司和用户之间建立更为友好和高效的关系。电力公司将能够监视和控制每个用户的小家电。反过来，用户将在获得用电水平、最新利率、负荷管理方案相关信息方面具有很大优势。这当然需要灵活、可靠、强大的通信系统作为保障。

1.2　智能电网的定义

智能电网有很多定义。每个电力公司都可能有自己的定义。

EPRI：The Intelligent Grid

“一个智能电力输送基础设施（智能电网），集成了先进的通信、计算机和电子技术来满足未来社会的电力服务需求。”

Xcel Energy：The Smart Grid

“虽然细节差异很大，但智能电网的一般定义是智能、自动平衡、自我监控的电网，以最少的人工干预接受任何能源（煤、太阳、风）并将其转换为消费者最终可以使用的能源（热、光、热水）。

它是一个允许社会优化使用可再生能源和减少对环境影响的系统。

它是一个有能力感知系统过载并通过改变供电路径消除过载、进而防止潜在停电的电网，它是一个能在用户与电力公司之间实现实时通信、基于环境和（或）价格偏好来优化消费者能源使用的电网。”

DOE（美国能源部）定义

“智能电网是一个自动、广泛的分布式能源传输网络，以电力和信息双向流动为特征，能够监控发电厂、客户偏好及单个电器等所有元器件。它将分布式计算和通信引入电网用以传送实时信息，实现设备层供电与需求之间的近乎瞬时平衡。

人们常常把智能电网和智能电表混为一谈。两者是否有同样的含义呢？不完全是。量测只是构成智能电网的成百上千种可能应用之一。一块智能电表就是一个很好的使能技术的例子，它可以通过双向通信获取数据用以支持分布式技术和消费者参与。”

BC 水电对智能电网的定义

“智能电网是一个现代的、智能的电力传输和分配系统，它集成了传统和先进的电力工程技术，用以提升电网性能、经济性和支持面向电力用户的各种功能。换句话说，是现代化和自动化的电能传输系统”。

总之，智能电网是指一个可持续发展的现代化电力网，集成信息与通信技术实现智能管理和操控发电、输电、配电、用电甚至电力能源市场。智能电网的组成部分如图 1-2 所示。

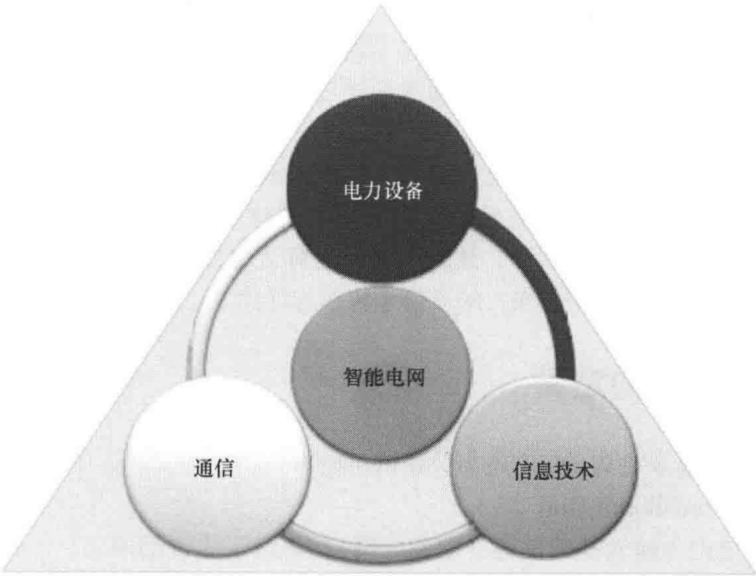


图 1-2　智能电网的概念

智能电网的概念包括许多或者几乎所有电力公司的组成要素以及这些要素之间的关系。图 1-3 包括其中的一些要素，比如智能电表、发电、输电、变电站及馈线。

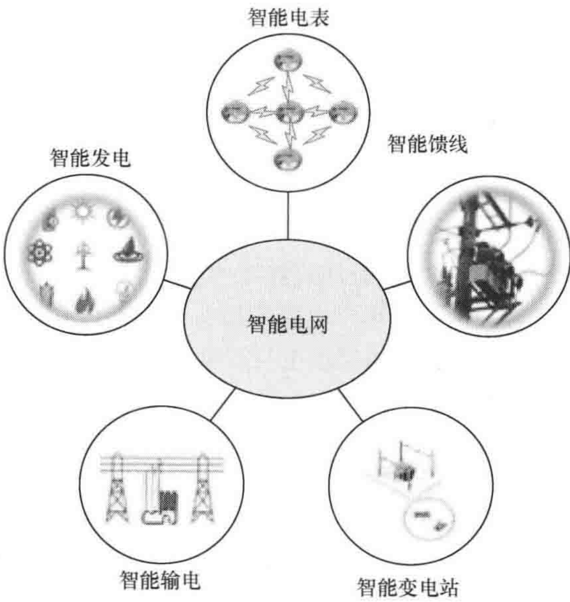


图 1-3　智能电网元件

1.3　智能电网对配电系统的益处

实现智能电网的好处有很多，可以概括为以下类别。

1.3.1　提高可靠性

智能电网可以显著降低电力扰动成本，这可以通过操作馈线开关进行系统重构来实现。通信和控制技术极大地促进了故障隔离和快速故障恢复。

1.3.2　提升系统效率

从技术和非技术手段两方面减少电力系统损耗，是世界上所有电力公司的目的。它不仅能降低电力需求，而且也有利于改善环境。降低系统损耗可以延缓电网建设，这将提供一个具有吸引力的回报投资。为了实现这一目标，需要配置电力电容器、电压调节器等设备以及制定合理的设计标准。

1.3.3　分布式能源

如今在用户侧建设发电厂越来越常见。这些电源被称为分布式发电或分布式能源。由于这些分布式能源能够减轻一些发电厂的污染水平，尤其是烧煤和燃油发电厂，因此获得了政府和环境监管机构的日益关注。分布式能源也有利于改善配电系统的运行条件，因为它们直接连接在用户侧，进一步改善了对电压的控制。

1.3.4　优化资产利用和高效运行

在正常和恶劣条件下，利用实时数据可以更有效地实现资产高效利用和减少停电成本，进而延长资产的使用寿命。

1.4　质量指标

供电质量指标，也称为可靠性指标，用来衡量电力系统的性能。提高电力系统的可靠性是智能电网最重要的目标。为了理解这些指标对于加强智能电网的重要性，本节将对这些指标的含义和应用进行解释说明。

与配电网可靠性相关的重要定义如下：

1）故障：是电气系统的一种异常运行条件，电气系统通常会发生短路故障。它可由自然事件、恶劣天气条件、动物、设备故障、甚至破坏行为引起。故障可以分为自行恢复故障、临时故障和永久故障三类。自行恢复故障可以自我消除而无需任何外部干预。临时故障将通过断电清除故障，然后再重新通电。永久故障将一直持续到维修人员修复后。

2）事故：意想不到的事件，如故障或开路。事故的另一个叫法是非计划事件。

3）停电：当一个设备出现断电时，认为停电发生了。停电可以是计划内的，也可以是计划外的。计划内停电是事前已知的（如定期检修停电），计划外停电是由事故引发的。不同的电力公司有不同的定义停电的准则，有些电力公司规定超过1min的供电中断即为停电，而另一些公司则规定2min或5min为停电。

4）开路：电路中的某个环节的负荷电流中断而没有引起故障电流通过。开路的一个例子是断路器误开断。

5）瞬时停电：通常指用户停电时间不超过1min的停电事件，大多数瞬时停电是由重合闸或开关自动切换造成。多次重合闸操作将导致多次短瞬时停电。

6）持续停电：通常指用户停电时间超过1min的停电事件，大多数持续停电是由开路和故障引起的。

对电力公司可靠性差的处罚是基于量化的可靠性指标。一些公司根据电网运行性能对员工支付奖金。工商业用户在建设新设施时会查询可靠性指标。大多数的监管机构建立了可靠性指标的目标，如果电力公司没有实现目标（可靠性指标数据高于规定目标）时，将会被处罚。衡量可靠性最重要的指标如下。

1.4.1　系统平均停电持续时间（SAIDI）

SAIDI定义为统计期内（通常为一年）用户平均停电持续时间。该指标计算方法：用统计期内每次用户停电持续时间总和除以统计期内供电用户总数，单位是min。

该指标使电力公司能够给出同时停电的用户可能停电的时间（通常是分钟级）。美国测试调查结果显示，SAIDI平均为90min左右。

$$\text{SAIDI}=\frac{\sum \text{用户停电持续时间}}{\text{供电总用户数}} \tag{1-1}$$

1.4.2　系统平均停电频率（SAIFI）

SAIFI被定义为统计期内（通常为一年）单个用户平均停电次数。该指标计算方法：用统计期内用户停电的总次数除以统计期内供电用户总数（意思是指每个用户的停电次数，而不是指停电量），因此该指标的单位是“每个用户的停电次数”。美国测试调查结果显示，SAIFI平均为每年每个用户停电1.2次左右。

$$\text{SAIFI}=\frac{\text{用户停电总次数}}{\text{供电总用户数}} \tag{1-2}$$

1.4.3　用户平均停电持续时间（CAIDI）

CAIDI是SAIDI与SAIFI的比值，表达式如下：

$$\text{CAIDI}=\frac{\sum \text{用户停电持续时间}}{\text{用户停电总次数}} \tag{1-3}$$

【**例1.1**】表1-1摘录于某电力公司户用信息系统（CIS）数据库，其中馈线25为1500个用户供电，总负荷为3MW。在这个例子中，馈线25被认为是系统，将对它的

可靠性指标进行计算。更典型的系统包括 1 个区域或整个公司内的所有回路。

表 1-1　停电数据样例

日期	开始时间	结束时间	持续时间 /min	回路	事件代码	用户数	负载 /kV · A	停电类型
2/15	14：10：17	14：25：39	15.37	25	51	250	431	S
4/20	17：20：39	17：38：41	18.03	25	306	368	800	S
5/1	06：33：36	07：14：49	41.22	25	468	23	150	S
6/2	23：18：10	23：18：57	0.78	25	522	590	1200	M
6/8	02：39：52	03：55：34	76.63	25	634	87	200	S
9/29	09：29：05	09：30：02	0.95	25	811	1500	3000	M
11/14	17：15：49	17：16：18	0.48	25	963	700	1500	M
12/4	12：16：32	13：01：44	45.2	25	1021	1000	1800	S

注：S—持续停电；M—瞬时停电。

由前文的介绍可以计算可靠性指标，具体如下

$$\text{SAIFI} = \frac{250+368+23+87+1000}{1500} = 1.152$$

$$\text{SAIDI} = \frac{(15.37\times250)+(18.03\times368)+(41.22\times23)+(76.63\times87)+(45.2\times1000)}{1500}\text{min} = 42.2\text{min}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} = \frac{42.2}{1.152}\text{min} = 36.63\text{min}$$

1.4.4　瞬时平均停电频率（MAIFI）和瞬时平均停电事件的发生频率（MAIFI_E）

IEEE 1366—2003 将 MAIFI 定义为瞬时停电的平均次数，用式（1-4）给出：

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum \text{用户瞬时停电总次数}}{\text{供电用户总数}} \tag{1-4}$$

根据 IEEE 1366—2003，MAIFI_E 定义为瞬时停电事件的平均次数，不包括前一次闭锁事件，用下式给出：

$$\text{MAIFI}_\text{E} = \frac{\sum \text{用户瞬时停电事件总数}}{\text{供电用户总数}} \tag{1-5}$$

可以使用式（1-6）、式（1-7）计算这些指标：

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum \text{IM}_i N_{mi}}{N_\text{T}} \tag{1-6}$$

$$\text{MAIFI}_\text{E} = \frac{\sum \text{IM}_\text{E} N_{mi}}{N_\text{T}} \tag{1-7}$$

式中，IM_i 为瞬时停电次数；IM_E 为瞬时停电事件数；N_{mi} 为统计期内每个瞬时停电事件

停电用户数；N_T 为该地区的总供电用户数。

【例 1.2】为了更好地说明瞬时停电、持续停电的概念以及相关指标，请参考图 1-4。该图给出了由 1 个断路器（B）、1 个重合器（R）和 1 个分段开关（S）组成的回路。1000 个用户将经历 1 次瞬时停电，500 个用户将经历 1 次持续停电。采用以下算式计算该馈线的 SAIFI、MAIFI MAIFIE 指标。注意：MAIFI 算式的分子乘以 2，因为重合器动作了 2 次；MAIFIE 算式的分子乘以 1，因为只有 1 次瞬时停电事件发生。

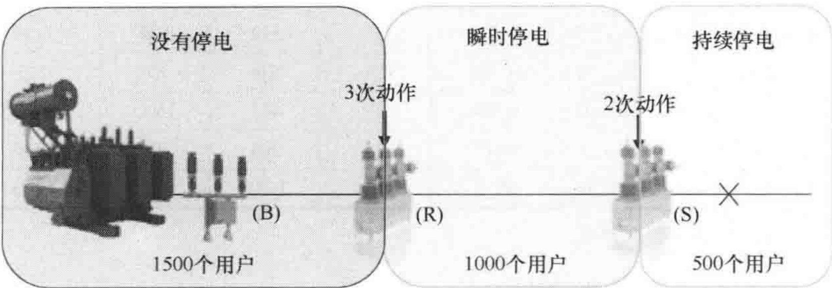


图 1-4　可靠性指标计算示例

$$SAIFI = \frac{500}{3000} = 0.167$$

$$MAIFI = \frac{2 \times 1500}{3000} = 1$$

$$MAIFI_E = \frac{1 \times 1500}{3000} = 0.5$$

表 1-2 摘自 2011 年 2 月 Galvin 的电力计划论文“Electricity Reliability: Problems, Progress and Policy Solutions”，能够明显区分欧洲国家可靠性指标的差异。

表 1-2　2007 年各国可靠性指标比较

国　家	SAIDI	SAIFI
美国	240	1.5
澳大利亚	72	0.9
丹麦	24	0.5
法国	62	1.0
德国	23	0.5
意大利	58	2.2
荷兰	33	0.3
西班牙	104	2.2
英国	90	0.8

练习

表 1-3 给出了馈线 43 的数据，该馈线为 3500 个用户供电，总负荷 5MW。完成表格并且计算指标 SAIFI、SAIDI 和 CAIDI。

表 1-3　馈线 43 的数据

日期	开始时间	结束时间	持续时间/min	用户数	负载/kV·A	停电类型
1/23	13：24：28	14：45：43		343	567	
2/28	12：15：46	12：23：58		576	776	
3/11	04：06：09	04：07：02		102	120	
3/11	18：23：24	19：01：01		102	120	
3/18	01：03：43	01：53：24		432	683	
4/10	12：13：56	12：13：59		1500	2480	
4/30	08：20：18	08：20：56		700	1315	
5/02	05：40：11	05：44：23		1400	2269	
6/29	03：56：32	04：38：12		1973	2984	
8/12	17：48：39	17：59：04		2534	3542	
8/13	13：08：02	14：09：01		28	35	
8/13	13：25：36	13：56：26		28	35	
9/22	23：49：27	23：54：24		1769	2647	
10/16	20：09：37	20：44：55		2046	3018	
12/05	19：31：15	19：31：46		378	588	

第2章 配电自动化功能

配电自动化始于20世纪70年代，它使得电力公司能够使用现代化的技术来实现提高供电可靠性、效率和服务质量的目的。配电自动化也称为馈线自动化，IEEE将配电自动化定义为："配电自动化是一个能使电力公司实现实时远程监控、协调操作配电终端的系统。"

配电自动化的主要功能分为4类：第一类是故障定位和自动解列/供电恢复，这类应用主要依赖如图2-1所示的开关设备；第二类是电压/无功控制和优化，主要采用电压调节装置和电容器；第三类是集成分布式发电，这一类需要适当的保护设备以及具有鲁棒性的SCADA系统；最后一类与高级资产管理有关，其中必不可少的是传感器和计量装置。图2-2是应用以上4项功能的效果。

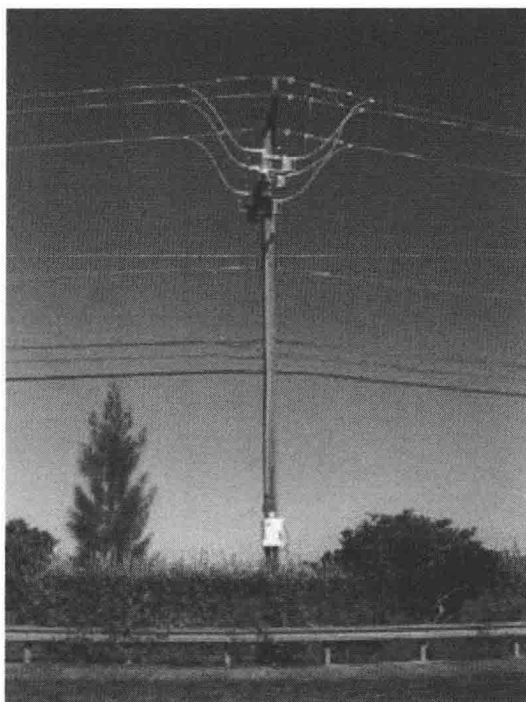


图2-1 架空配电线路上开关的典型安装方式

配电自动化（DA）结合先进的通信协议、计算机新技术、新型设备和高速电力电子器件，已经逐渐发展到高级配电自动化（ADA）。

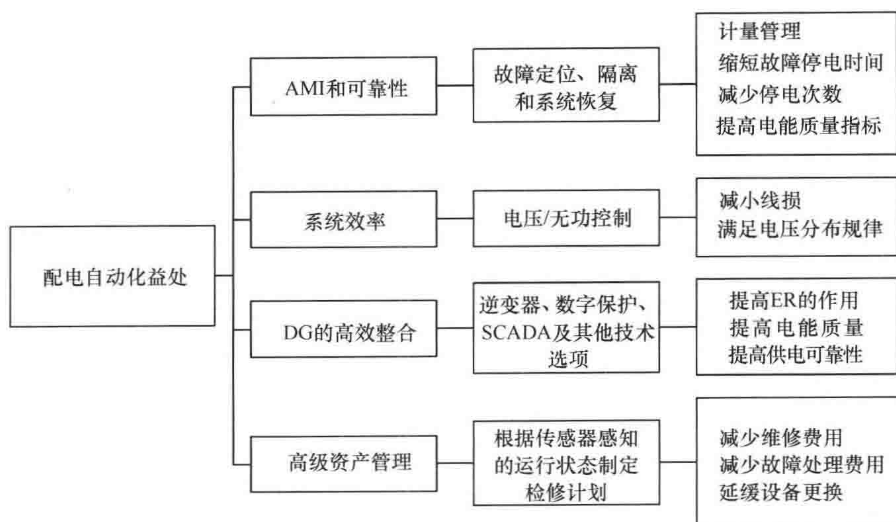


图 2-2　配电自动化的主要作用

2.1　电力系统自动化

电力系统自动化一方面可以通过控制中心连接到发输电系统，另一方面也可以通过控制中心连接到配电系统。可以说，电力系统自动化可以满足高压/低压变电站自动化的功能，如图 2-3 所示。

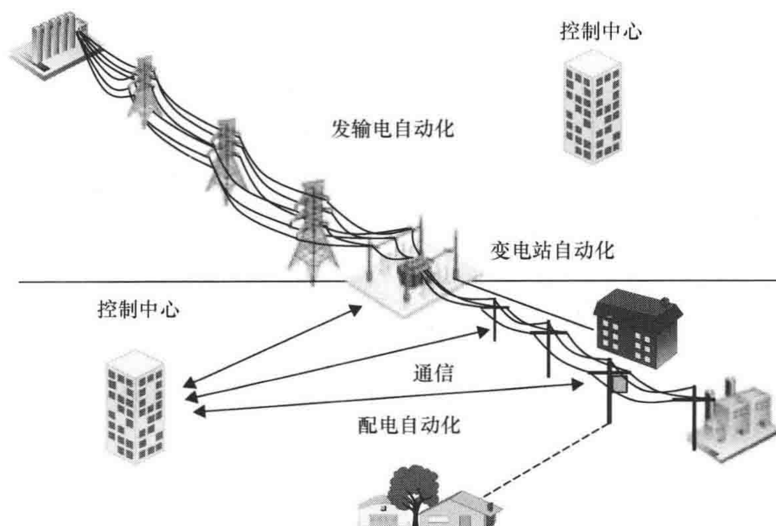


图 2-3　电力系统自动化元件

发输电系统和配电系统的控制中心指专为发输电系统和配电系统分别定制的应用软件 EMS（能量管理系统）和 DMS（配电管理系统），如图 2-4 所示。

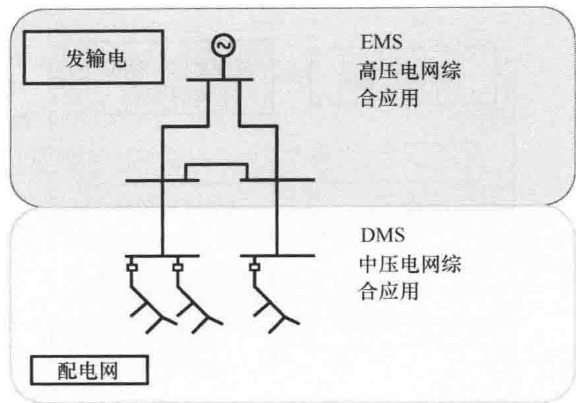


图 2-4　EMS/DMS 网络管理

2.2　EMS 功能范围

EMS 基于两个主要的子系统：自动控制与数据采集（SCADA）系统和网络分析系统，分别包含以下几个功能。

SCADA 子系统可集成非专有环境下的多种应用，如多个远程终端（RTU）协议、甩负荷、顺序开关管理、扰动存储与分析。而通过网络分析可提供潮流计算、状态估计、事件分析、短路计算、安全提升、最优潮流、电压/无功调度等信息。图 2-5 是一个典型 EMS 系统截图。

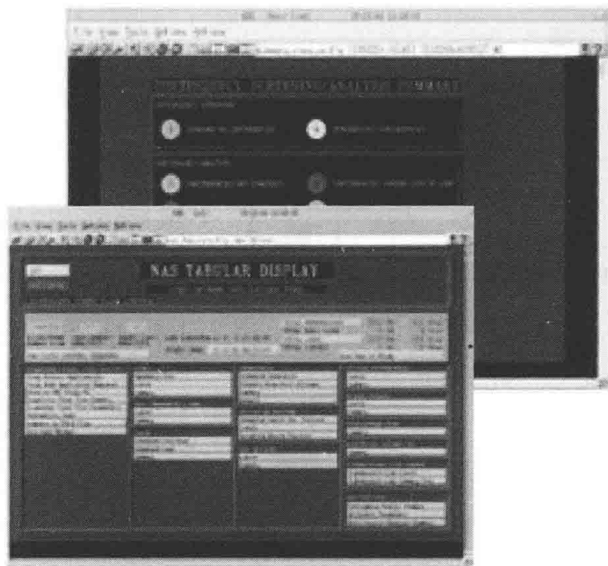


图 2-5　典型 EMS 系统截图

2.3　DMS 功能范围

SCADA 子系统的功能包括馈线拓扑、着色及电源点追踪、网孔检查。网络分析功能包括实时平衡或不平衡潮流计算、短路电流计算、电压/无功控制和最优 VVC、自动在线网络重构、故障定位和自动供电恢复、安全保护系统、变电站自动化、用户侧负荷管理、高级量测体系/自动抄表、需求侧管理、负荷管理。图 2-6 是一个典型 DMS 系统截图。

图 2-6　典型 DMS 系统截图

2.4　DMS 功能

DMS 的功能可分为稳态性能提高和动态性能提高两类。

2.4.1　稳态性能提高类功能

本节介绍与系统稳态性能分析相关的主要功能，这些功能以实现先前在规划研究阶段定义的目标为特征。

2.4.1.1　电压无功控制

借助电容器、静止无功补偿器（SVC）装置、有载分接开关、电压调节器这些电压无功设备间的闭环控制，电压无功控制主要解决电压越限的检测和预测。

2.4.1.2　网络重构

网络重构是指通过开关、断路器、重合闸操作来配置馈线拓扑结构，目的是改善系统运行状态。正常运行情况下进行网络重构是为了减小损耗，提高可靠性，同时有

助于减小馈线电压降。网络重构可以获得巨大收益，然而这些目标并不总是能够同时实现。

2.4.1.3 需求侧管理（DSM）

DMS 是指一种基于事先签订的协议来控制用户负荷的方法。

2.4.1.4 高级量测体系（AMI）/自动抄表（AMR）

高级量测体系/自动抄表对于电力公司来说具有重要的作用，它能帮助电力公司分析负荷集中分布的情况，了解每个单个用户对电力公司的贡献，从而建立一种竞争策略，它能识别出主要用户，并且把为用户提供负荷信息作为一项特殊的服务。

AMI 使用的其中一项技术是电力线通信（PLC），其主要利用配电系统线路（包括用户进线）进行通信，信号经电力线基频传送，且调制发生在信号过零点处。PLC 不需要中继器或线路调节设备，从而可降低安装成本，而且该技术不会影响电能质量。图 2-7 给出了采用双向自动通信技术（TWACS）的典型 PLC 系统，该系统调制的出站信号和入站信号如图 2-8 所示。

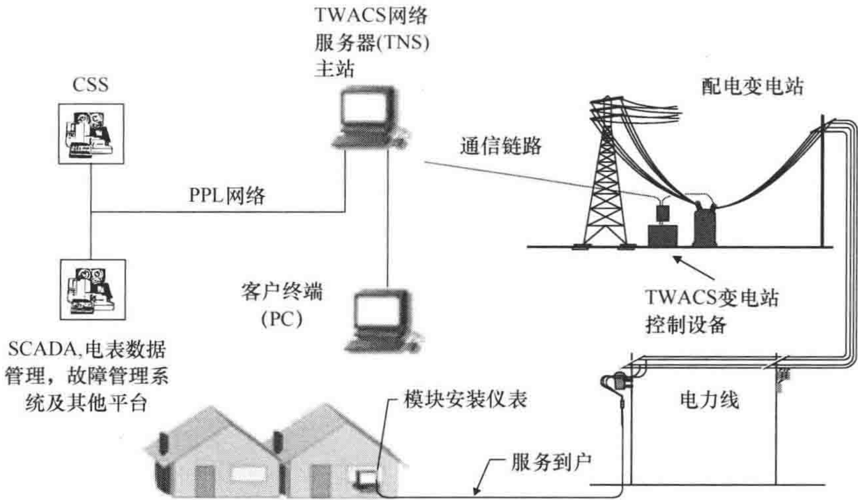


图 2-7 电力线通信（PLC）示意图

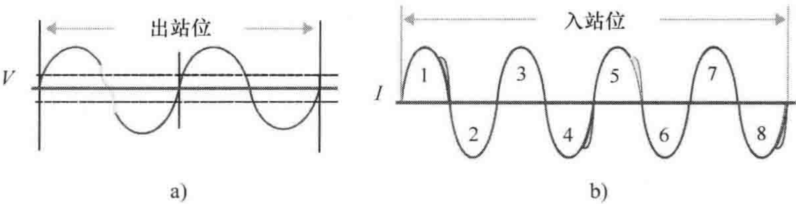


图 2-8 a）出站信号调制；b）入站信号调制

2.4.2　动态性能提高类功能

本节考虑了与系统动态性能分析相关的主要功能，其功能特征是在故障、不可预知的事件、紧急情况下采取措施。

2.4.2.1　故障定位、故障隔离和供电恢复（FLISR）

使用自动开关有助于馈线故障检测、确定故障位置（故障发生在两个或更多开关之间）、隔离馈线故障部分、提供将可恢复供电区段转移到“健康”馈线上的可能性。

供电恢复允许有其他的可替代方案，目的是在最短的时间内恢复非故障停电区段的电力供应，确保电压水平在可控范围内，且避免任何过负荷情况。长时间停电需考虑冷负荷启动，目的是避免馈线重新恢复送电时发生跳闸。此外，要首先考虑对重要用户恢复供电。

故障处理过程自动化可大大缩短停电时间，如图 2-9 所示。

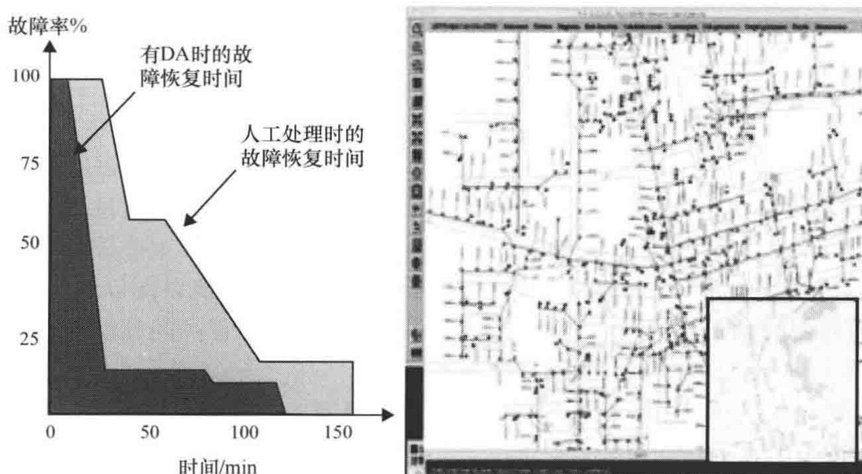


图 2-9　有或无 DA 时的故障恢复时间对比

2.4.2.2　事故呼叫系统

当故障发生时，继电保护和故障指示器应发出相应的故障告警信息，然而，受故障停电影响用户的投诉信息也非常重要，因为它不仅可以确定有故障发生，而且有助于更快地确定故障位置。

电力公司现在一般都拥有现代化的设施，可以很容易获得用户投诉电话信息，并对电话信息进行分类，且可以与计费系统数据库进行匹配，从而识别出可能有同样问题的其他用户。这样，电力公司就可以知道受此事件影响的全部客户并采取相应的措施。这类设施即事故呼叫系统，该系统由人工操作，且需要配备最先进的通信设备和软件。图 2-10 所示是一个典型 TCS 的过程，该过程需要与用户信息系统（CIS）关联。

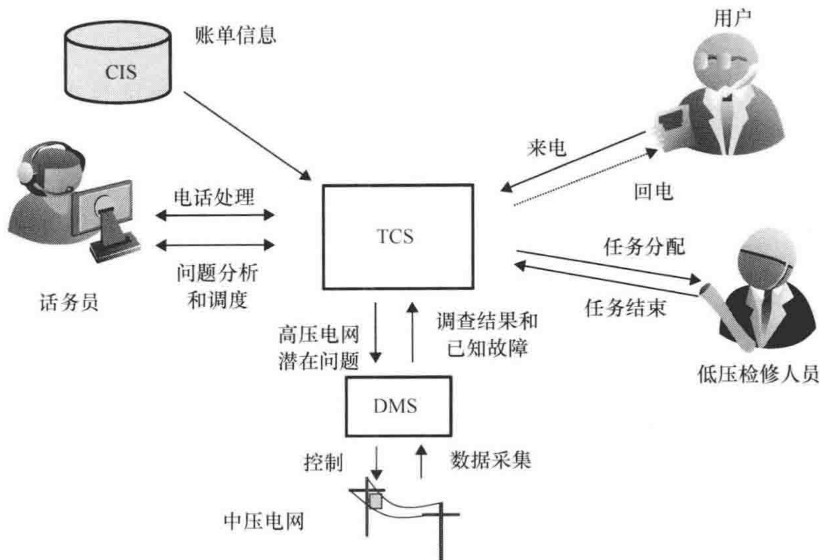


图 2-10 事故呼叫系统

2.4.2.3 报警触发

报警是通过继电保护的操作进行触发的，报警系统发送编码信息至配电控制中心，以便运行人员知道电网正在发生什么事情。从其他一些报警信息可知晓电力系统的运行状态，比如不同位置的电压值和重要回路的潮流值。这些报警是配电控制中心实时信息流的一个主要来源，且通常发送至控制室打印机以便以纸质形式备份。同时，这些报警信息流也可以被发送到运行人员或控制工程师的控制台并显示在计算机屏幕上。

报警信息流的第三个去处就是存储在数据记录器中。数据记录器的主要功能是存储历史报警信息，存储的报警信息可用于进行事后故障分析。

需要注意的是，对这种情况下的报警信息并不做任何处理。多个事件可能会同时发生，或者多个事件相互之间发生的时间很接近，每个事件触发多个警报，导致大量的报警信息涌入控制中心，运行人员必须通过自己的经验来判断系统发生了什么事情。随后用户打来的电话也可以帮助运行人员判断区域停电等事故发生的准确位置。报警处理器可帮助运行人员快速得出一个合理的结论并且摒除报警信息流中的冗余信息。

2.4.2.4 工作单

为了促进运维检修的协调，一个合适的工单系统是必不可少的。故障信息报送后，系统应能自动定位最方便的工作人员并给出最佳抢修路径，并尽可能快地确定重新恢复供电服务需要操作哪些设备，这需要与 DMS、资源调度和运行管理协调来实现，如图 2-11 所示。

运行管理员
资源调度员
FM/工作单
运行规划部门
故障
远程控制标签
工作人员
安全人员
DMS
状态
控制
高压电网

图 2-11 工单示例

2.5 地理信息系统

地理信息系统可以集成、存储、编辑、显示地理信息，它可以与 DMS 结合来实现在线应用，如图 2-12 所示。

图 2-12 GIS 示例

2.5.1 AM/FM功能

自动绘图/设备管理是GIS系统的一个具体应用，旨在为配电系统设备的有效管理提供数据库查询和图形用户界面（GUI）功能，它涉及与地理和电子地图相关的业务。

2.5.2 数据库管理

GIS系统需要一个具有存储和展示用户、馈线、变电站和设备等地理位置功能的计算机绘图系统。

2.6 通信选项

DMS可能使用不同种类的通信媒介如铜导线、光纤、VHF和UHF无线电、卫星、微波、蜂窝通信、Wi-Fi和WiMAX。

无线、蜂窝和卫星系统的快速发展为企业互联提供成本效益解决方案。图2-13给出了不同类型的通信。

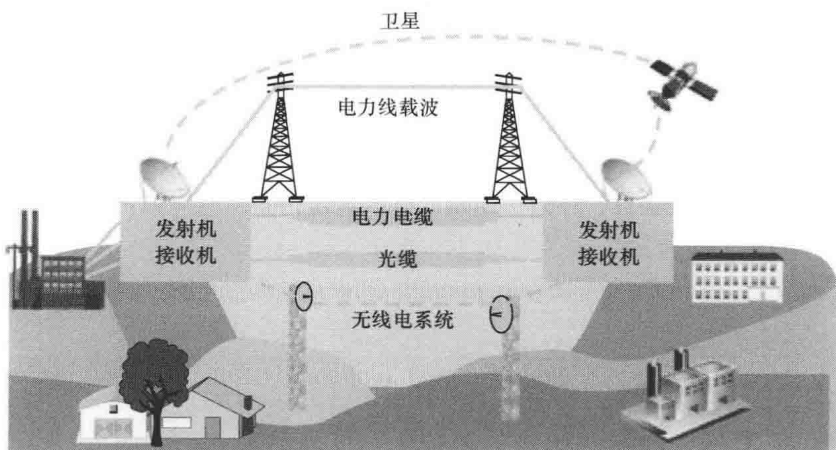


图2-13 典型通信方式

2.7 监控和数据采集

SCADA是为实现远程监控而设计的，它的基础是远程数据采集。

SCADA是全球公认的电力系统发电、输电、配电系统的实时监控工具。RTU采集变电站终端的遥测、遥信模拟量信号，并传送控制命令，通常以集中方式安装在电力公司的控制中心，附带有GUI以及管理已有软件与其他元件的工程应用功能。

SCADA是一类应用计算机来实现厂站实时数据采集与设备控制的技术，通常使用可编程序逻辑控制器（PLC）实现。图2-14所示为常见的SCADA架构。

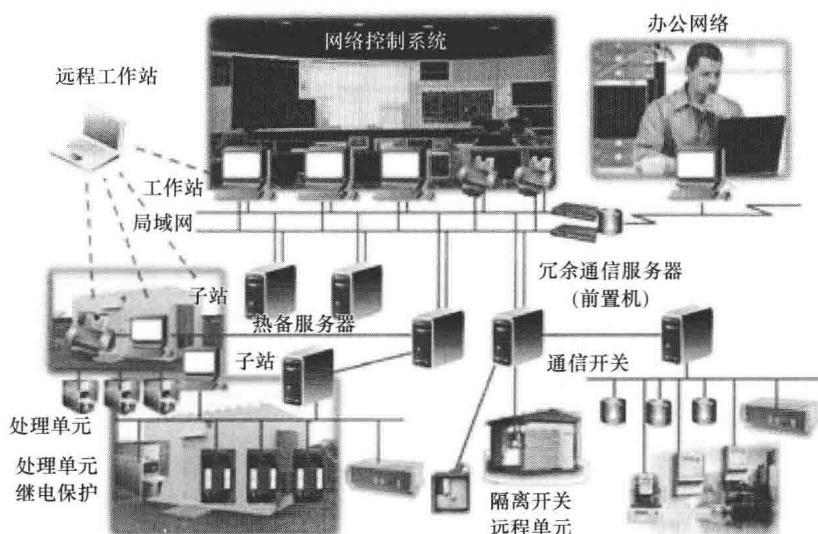


图 2-14 SCADA 示例

近来的 SCADA 趋于利用改进的 GUI、数据和信息、智能告警处理、与其他应用系统的集成以及安全提升来较好地实现系统的状态感知。

2.7.1 SCADA 功能

SCADA 与 DMS/EMS 集成也是一个趋势。SCADA 系统的主要功能包括:

- 监控。
- 数据采集与处理。
- 事件顺序记录。
- 防误操作。
- 设置标签。
- 告警。
- 历史信息处理。

2.7.1.1 监控功能

SCADA 通过控制中心远程控制设备（开关、断路器），包括操作、命令、开/闭指令与点对点控制。

控制应当包括一系列动作序列以及操作前对动作序列的验证（Select-Check-Back-before-Operate, SCBO）。用户可以选择某个设备，对其在 SCADA 中进行预操作并可以看到操作后的结果，根据结果可以选择是否执行对该设备的控制操作。用户也可以人工更新所有可控点的状态。

用户选择执行的命令会按时间顺序记录在历史信息系统的文件中，每次事件都可以按日期、时间、设备名、设备 ID、操作时间来进行查询，所有执行失败的远程命令以告警方式存储。

用智能电子设备（IED）可实现监控过程。以下因素通常应加以考虑：

- 一条控制命令发出/接收的通信延时。
- 一条控制命令开始执行到下次命令发出间的时间。
- 同时对多个节点的控制。

图 2-15 给出了在配电系统中由 SCADA 可以实施控制的设备。

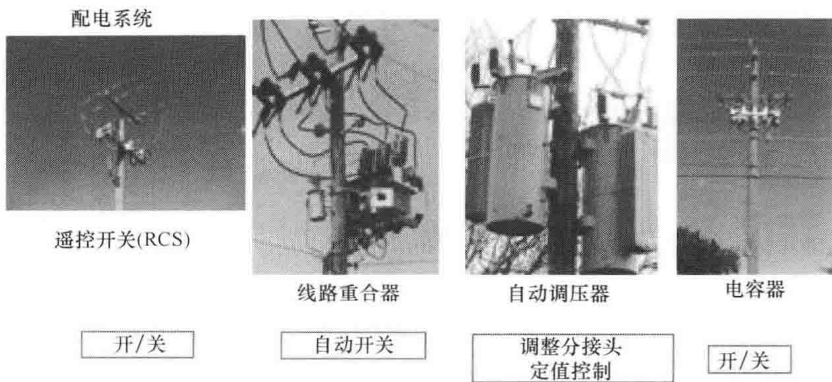


图 2-15　SCADA 功能：监控

2.7.1.2　数据采集与处理

图 2-16 是某电力公司的 SCADA 系统所展示的数据采集功能。SCADA 系统需要关联到包含配电系统和用户信息的数据库。还要关联其他“智能”化的软件包来实现所需功能。图 2-17 给出了可与 SCADA 交互的其他模块。

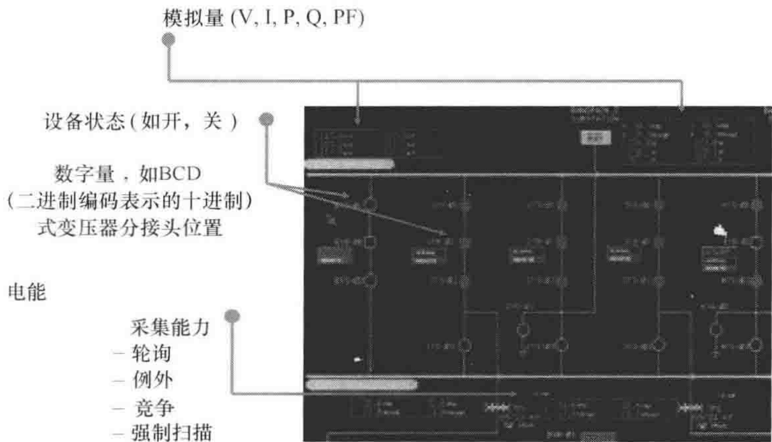


图 2-16　SCADA 功能：数据采集

数据采集功能可用来判断设备的运行状态、量测不同设备的参数、监视 SCADA 系统的其他部分，且这些都可以用可视化方式提供给操作者或者共享给其他功能。

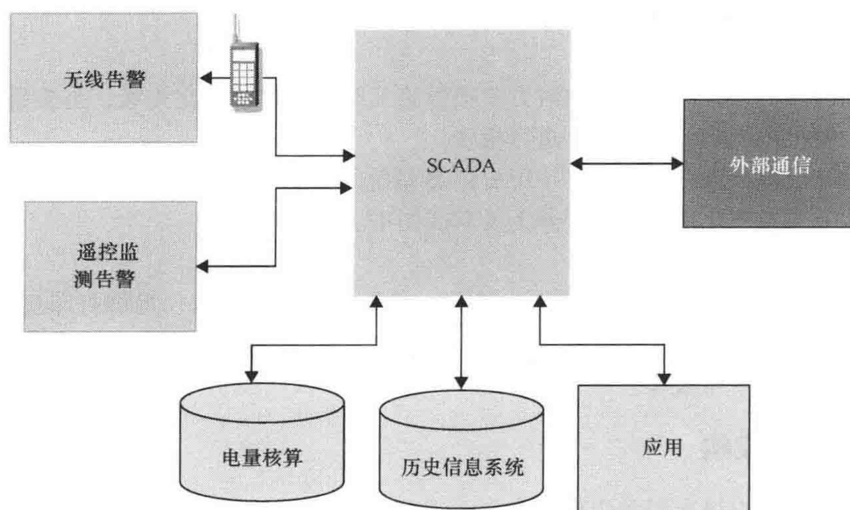


图 2-17　SCADA 与数据库关系

SCADA/DMS/EMS/GMS 主站从集中器获得数据。数据采集通过 WAN 专网、基于 IED 设备 IP 地址的无线网来实现，它们都支持 TCP/IP 或 UDP/IP 协议。

变电站通常使用 IEC 60870-5-104 或 IEC 61850 协议。变电站数据集中器还采集其他辅助信息，采用典型的 DNP 3.0 或 IEC 61850 通信协议。

从 IED 采集的数据包括：

- 状态（运行状态、开关位置、断路器位置、重合闸、告警等）。
- SOE 数据（高精度事件数据时间戳）。
- 测量量（电流、电压、有功功率、无功功率、频率、变压器功率、变压器分接头位置等）。
- 告警（过电压、低电压、频率增高、频率降低等）。
- 输入调整处理时间。

2.7.1.3　SOE 注册

配电 SCADA 具有 SOE 功能。SOE 信息包括继电保护分析与告警。SOE 事件消息与告警消息类似，但 SOE 消息是毫秒级的，如可以准确到 17:31:19.509。

SOE 记录按时间顺序存储在历史数据库中，且独立于其他信息。

2.7.1.4　防误操作

防误操作指连续地更新事件文件，10s 为一个周期存储一次操作点的图片或者实时库记录，包括事前、事中、事后 3 个文件。文件的大小由事件记录的时间周期、存储的数据量、磁盘空间决定，建议以事前文件选取 10min、事中和事后文件选取 15min 为记录周期。

2.7.1.5　设置标签

SCADA 控制中心给每个事件贴一个图形标签，每个标签代表对某设备进行了哪种

远程控制操作，通常用不同的标签来代表不同的优先级。

2.7.1.6 告警

准确清晰的预警信息仅以即时方式报告给工作站。告警分优先级，当告警发生时，会对它的警报范围和优先级同时进行报告。

告警和事件按天存储在 HIS（历史信息系统）中，以备事后参考。告警以符号或色彩变化方式可视化地展示在屏幕上的单线图中。

2.7.1.7 历史信息系统

历史数据的传统保存方式靠的是图形记录仪、操作员日志、报警打印机。趋势和历史数据库可以和 SCADA 数据一起考虑，如可以综合形成达标报告、运行报告，进行资产管理、工资单生成等。

2.7.2 系统架构

系统架构的总体布局和组成将在下面进行详解。

2.7.2.1 主站（控制中心）

主站具有分布式软件和硬件架构。现代化的 SCADA 主站系统架构具有开放性特征，能够与其他系统进行交互，开放的系统标准允许与供应商的其他产品进行交互。

为实现开放性，系统必须符合国际标准或工业标准，像 Microsoft Windows 和计算机应用类相关产品、控制中心间通信的 IEC 60870-6（TASE.2）、RTU 间通信的 IEEE 1379 或 IEC 61850 。IEEE 还发布了 IEEE 2030，为智能电网互操作提供替代方法和最佳实践支持。

SCADA 主站系统构成如图 2-18 所示。

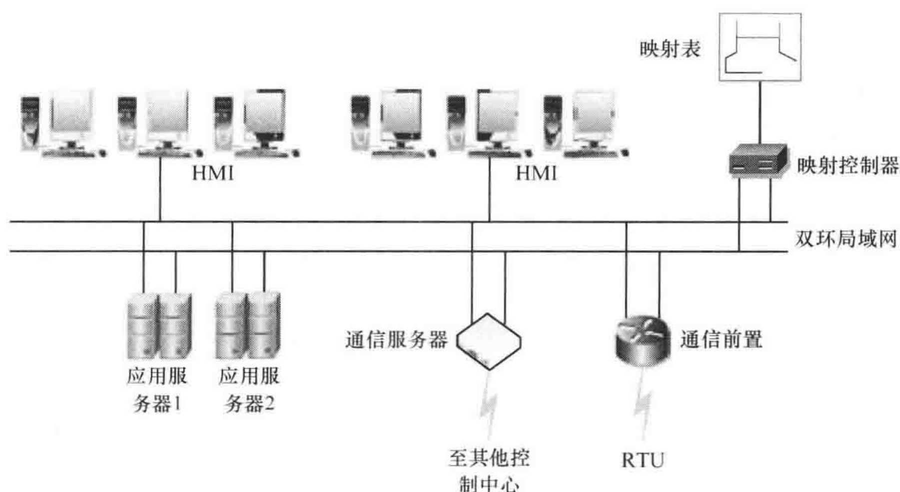


图 2-18 控制中心概览

2.7.2.2 人机接口（HMI）

人机接口包含模拟屏和多视频显示器单元。模拟屏上有电力系统的简化接线图，展示最能代表电力系统的内容，这种方式利用观察覆盖地理范围较广的大扰动。

多视频显示器有利于细致地观察系统设备的运行状况。现代 SCADA 系统中的多屏幕工作站使得运行人员能够轻松地切换各种不同的应用功能，并进行控制，这些工作站能够实现多窗口间的图形化操作，如放大缩小、拆分菜单、拖放等。

2.7.2.3 应用服务器

- SCADA 子系统：该服务器主要用于数据处理和实时控制。
- 数据库子系统：该服务器作为历史数据库以及其他数据库。
- 配置与运行：该服务器用于控制、运行、维护 SCADA 系统。
- 通信前置：该系统用于从 RTU 和其他装置采集数据。除了 RTU 数据采集功能外，还包括协议转换、安全校验、数模数据临时存储、模拟量和数字量更新。
- 外部通信服务器：该服务器用于与其他控制中心进行信息交换，使用诸如 IEC 60870（TASE.2）标准来实现实时交换与存储。

2.7.2.4 远程子站

远程子站通过接口对发电厂的设备或 IED 进行监控，它可以是 RTU 或 PLC。当通信不便时通常用 RTU。RTU 有数字和模拟输入，输出到对应的 LED 灯（通过通道来选择），带光绝缘过电压和短路保护。

RTU 向控制中心输送采集的数据，同时向设备发送来自控制中心的命令。此外，数据集中器汇总所有来自 IED 的数据，必要时还可提供与其他系统的数据交换（可能与其他 SCADA 系统）。

2.7.2.5 系统架构

整个控制系统的架构具有层式结构，允许扩展系统的规模、用户数和各类应用。不是每个系统都必须具备全部要素或含有同样多的设备。下面几个图给出了基于 RTU 的简单系统和较复杂的系统。图 2-19 是一个带多个 RTU 的单主站系统，图 2-20 是一个带数据集中器或网关的单主站系统，图 2-21 是一个带路由的 LAN/WAN 子站、主站系统。

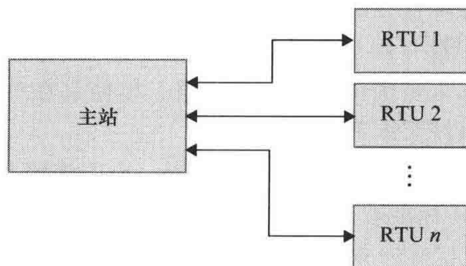


图 2-19 一个带多个 RTU 的单主站系统

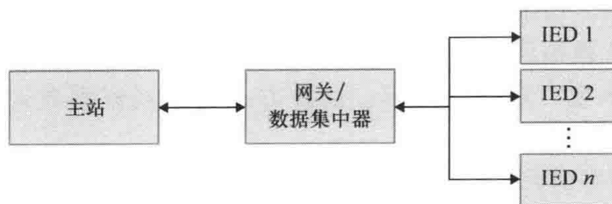


图 2-20 一个带数据集中器或网关的单主站系统

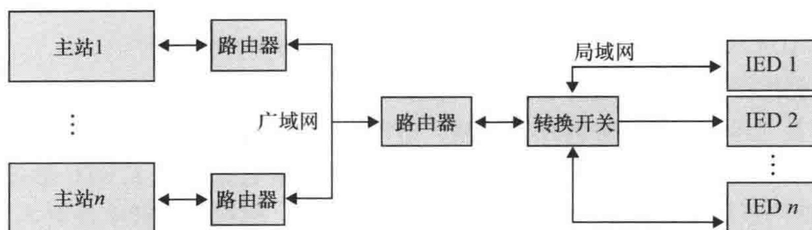


图 2-21 一个带路由的 LAN/WAN 子站、主站系统

2.8 同步相量测量技术及其在电力系统中的应用

为了满足能源市场的需求以及为了更好地利用公司资产，各种关键工具获得广泛使用。其中包括通信技术、信号处理技术，以及用于监控、保护和控制电力系统应用的全球同步扩散技术，其目的是在现有电力、经济性和规管范围内实现高效运营。

过去，在网络中实时监控所有电压和强度下的相对相位角是不可能的，这是由于处理能力的限制和信息采集、协调和网络数据同步存在困难。当前，在许多方面均出现了前所未有的改变，例如，新的通信解决方案、计量、数字数据处理以及配合有同步相量的卫星数据同步技术等，因此提供了全新的方案可实现大量应用，允许增加网络效率及利用各种工具，检测电力系统网络条件，并提高电气和物理可靠操作的极限。

从这个意义上，举例来说，引入了实时系统监测的构想来检测稳定性风险，以帮助做出必要和准确的决定，从而限制风险造成的影响面，避免系统电压彻底崩溃、提升输电设施使用效率，并降低在新电路上的投资。

新开发的同步相量测量（同步相量）技术作为一个对系统操作人员非常重要的实时评估工具，为系统操作人员提供了充足的信息，以使其在外来侵害和振荡可能危害系统稳定性时，对互联系统采取适当的行动。

第一台相量测量单元（PMU）于 1988 年问世，允许使用 GPS 的时钟脉冲实现数据同步；7 年后，IEEE 1344 标准被开发出来，其中同步 PMU 的 GPS 被指定为同步相量。IEEE 1344 主导的“同步相量标准”在 2005 年被 IEEE C37-118 规范取代。此规范作为同步相量计量的首选方法得到了广泛接受。此规范定义了电力系统应用中所采用的同步相量样本，并提供了一些方法以定量计量样本和测试，以保证计量样本和测试的误

差极限以及实时数据通信协议的可靠运行。

2.8.1 定义

相量是以电网正弦波表示的电压或电流，此方法是通过向量在实轴上以角速度 ω 旋转时的投影来表示，在 $t=0$ 时，此投影在实轴上有一个角度 φ。旋转向量“画面”的时刻定义了基准余弦波的最大值，其方法是相量相位 X 代表基准余弦波和测量余弦波之间的位移。除实现数学简化外，该系统同时减少了具有所需要的处理能力的电子系统的复杂性，使得网络监管能够利用 PMU 实现。图 2-22 详细示意了以相量方式表示的正弦波形。

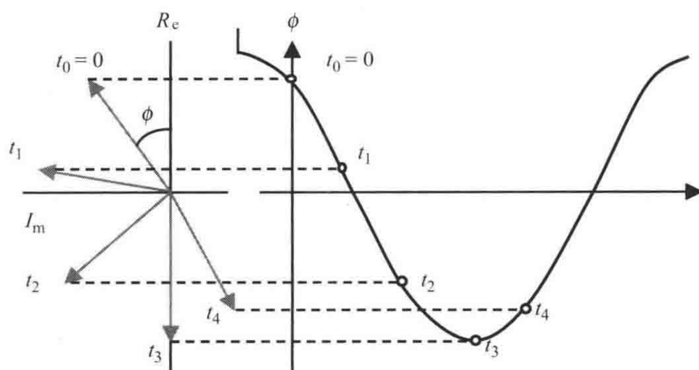


图 2-22　以相量方式表示的正弦波形

2.8.2 PMU 应用

总体而言，同步相量是相量样本，此样本与 UTC（协调世界时）同步，创建一个标称频率（50Hz 或 60Hz）的余弦波作为参考。2005 年的 IEEE C37. 118 规范定义同步相量作为一个计算相量，此计算来自样本化的数据，使用标准时间信号作为参照样本，因此，在偏远地区样本化的相量，均具有一个确定的通用相位关系。

通过安装在变电站的仪表变压器，并使用设备上连接的过滤器和衰减器，PMU 测量电力系统的电压和电流。一旦相量得到计量，PMU 产生一个带有时间标记的信息和相量数据，此数据按照 1995 年的 IEEE 1344 规范（在 2005 年被 IEEE C37. 118 取代）定义的格式产生，因此可通过任何可用通信连接进行远距离传送。由 IEEE C37. 118 建立的格式不需要历史记录或监测活动，但它需要在实时控制系统中运行。

一个简单的相量网络由两个节点组成，一个连接到 PMU，而此 PMU 通过另一个节点连接到一个相量数据集中器（PDC）。通信系统可采用任何目前可用的技术实现（见图 2-23），例如，直接连线、无线网络、微波、电话线、数字广播，或这些技术的组合。通信协议在 IEEE C37. 118 标准中有详细说明。

使用同步相量的应用已经开发出来，用于检测同步丢失、多区域状态预估、振荡模式识别、电压稳定保护和动态系统监控。最新的应用是实时广域控制。在现代电力

系统中，PMU为保护和控制性能的改进提供了具有吸引力的解决方案，此方案解决了分布式数据时间不一致的问题，其中包括用一个时间标记以及通用的处理时间来校准样本。

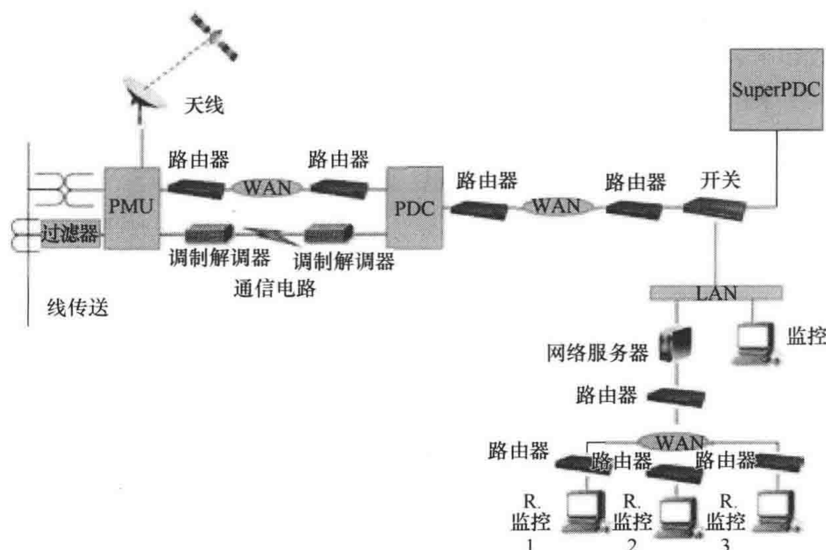


图2-23　PMU与当前的通信系统的整合

广域网范围跨越巨大的地理区域，例如，一个国家或整个大陆。其主要功能的重点在网络互连或远距离定位的终端方面。广域网在通信节点的基础上运行，这些节点主导元素互连，以允许进行连续的大数据流通信。

广域监测系统的主要目的是为操作员提供一个带有分析工具的大信息系统，以在风险情况发生时提升检测和响应的速度，允许操作员有效地做出适当的决定，防止不可控事件或级联崩溃。这使得这些应用程序转换为保护和控制应用程序的组件是广域监测保护和控制（WAMPC）项目的第一步。

广域（WAMPC）的保护和控制方案还未得到广泛应用，因此研究小组还在持续开发新的应用。这些研究分为三类：电力系统监控、先进的网络保护（广域），以及先进的控制方案。

WAMPC应用包括两类，即本地变电站应用和区域控制中心系统应用。这一分类充分利用就地智能和变电站PMU决定权，在控制中心进行通用系统控制时，做出本地化修正动作以防止电力系统性事件的发生。

2.8.2.1　线参数计算

图2-24示意了输电线模型和它的参数。输电线的阻抗参数可使用PMU在线路两端进行计算，以消除误差源。PMU在端子V_S、V_R、I_S和I_R处测量电压和电流同步相量。线参数的R、X_L、Y_1和Y_2可以计算出来。不同的负荷和环境廓线可从这些计算分布的π截面结果中获得，以允许确定在任何输电条件下的线电压廓线。

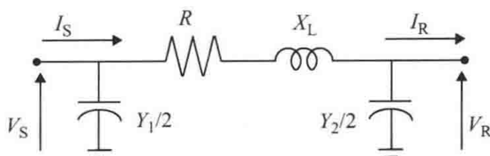


图 2-24　输电线模型

2.8.2.2　状态估计

由于角差的增加代表两点间静态电压的增加，而这会导致电网不稳定以及部分或整体停电，因此这一应用使得操作员了解在不同网区的相关角值，在导致意外发电或输电中断的事件中，对电力系统整体维护目标做出决定。

2.8.2.3　输电线路温度监控

基于 PMU 样本线电阻的计算提供了一个经济的近似温度监控，以对满输电能力进行有效利用。通过简单地获得线路连接节点的电压幅度和角度、始端和终端的电流幅度和角度，可以得到线路的阻抗。基于 25℃或 50℃（制造商数据）的导体电阻，可以计算出平均导体温度，推算出电阻和温度的关系。利用这些数据，并以经济的方式，可为过载、输电线路容量动态控制和/或线路损失的直接估计设定报警值。

$$Z_1 = \frac{V_S^2 - V_R^2}{I_S \cdot V_R - I_R \cdot V_S} Z_1 = R + \mathrm{j}X$$

2.8.2.4　电压不稳

电压不稳是指电力系统在干扰后母线维持稳定电压的能力。这种能力直接取决于发电功率和负载需求功率之间的平衡。电压不稳反映出系统中某些母线或节点上的电压幅值有持续劣化，它可以被可视化为母线上电压与需求功率之间的关系；因此，可以确定电压稳定性现象与网络中相对功率电流、电压变化时负载的表现，以及自动电压调节装置的动作直接有关。

电压稳定性不足对电力系统安全可靠的运行是高风险的；因此，从电压的角度出发，如果有可能的稳定性干扰，基于某些计算设定出了一些指标以确定系统的状态。然而，为了评估电力系统状态所需要的复杂数学处理，始终是执行监测方案和预防电压不稳的一个制约因素。同步相量是对数据获取时间延迟问题的解决方案，这是由于来自 PMU 的相量计量样本经过本地化修正，即可呈现出系统状态而无须涉及复杂数据的处理。此外，每个样本中 PMU 标记时间允许为每个指标建立一个临时的图案，这样可确保所有获得的样本属于同一个系统状态。

这种情形中一些可应用的指标包括：

- SDI 和 SDC：基于在两个连续的时间瞬间输电原件端口上的计量样本和其中一个终端上的功率增量的计算。
- ISI：基于在一个变电站测得的连续的电压和电流样本，并考虑到戴维南系统的对应指标。
- VSLBI：在计算中它适用于最大功率传输定理，并以变电站样本和戴维南等效

阻抗为基础。

2.8.2.5　动力传输稳定

发电机输出功率的增加只能达到最大传输电功率值。该功率值被称为稳定状态的稳定性限值，并且出现在接收母线和供电母线有 90°最大角位移时。任何尝试在最大传输点增加要传输的功率将导致要传输的电功率的减少，因此，由于缺乏足够的电力供应将导致崩溃，如图 2-25 所示。

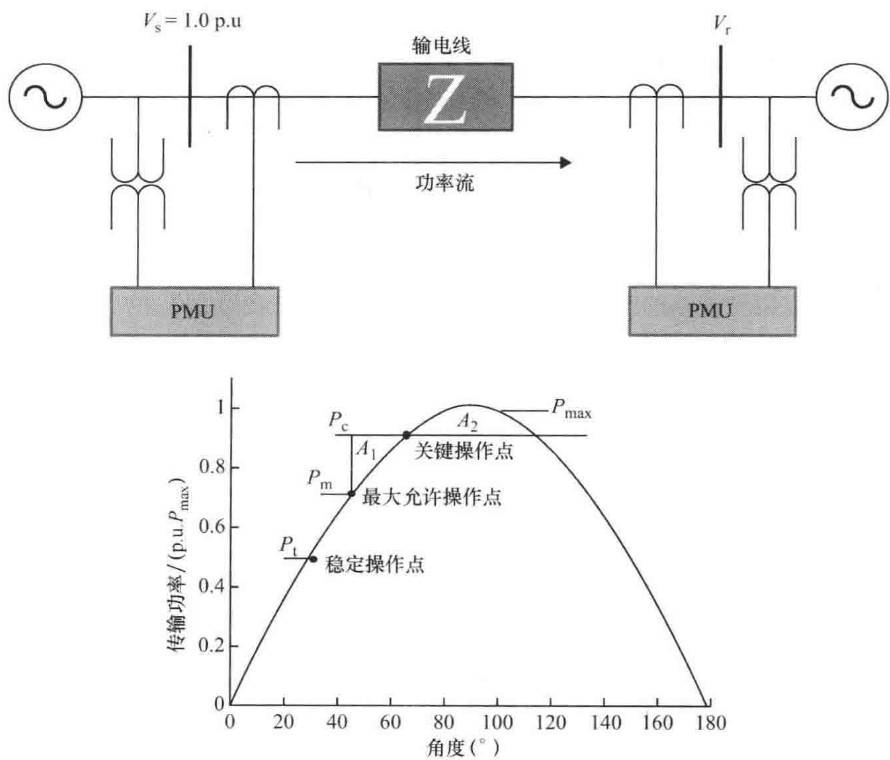


图 2-25　通过线路传输的功率

电压同步相量和输电线阻抗模型可用来说明功率传输曲线和系统操作点。当工作点 P_T 到达一个不稳定的状态，可以采取预防措施。

2.8.2.6　功率振荡

功率传输的显著改变可造成系统中较大的电压变化，导致可以产生硬振荡和系统不稳定性的角度振荡。为防止崩溃，已经开发出以同步相量为基础的方案，以检测即将发生的不稳定操作条件，并通知系统操作员；这些算法监控振荡速度以对不稳定进行预测，因此在控制中心监控器需要比 60Hz 更高的数据接收频率，同时其数据的延迟几乎为零，在任何情况下，可以在变电站通过 PMU 进行本地化检测。

硬振荡计量方法是模型分析，这是一种需要样本均匀分布的信号处理技术；因此，由于其异步性质，不建议使用传统的数据采集系统。模式测量提供了系统中有关频率和减振的有价值信息；该方法提供电力系统动态系统性质的固有信息。

2.8.2.7　模式控制调节器

当发电机运行在孤岛模式时，调节器控制系统必须工作在异步模式，这样如果出现需求变化可使发电系统控制并维持频率。传统系统检测同步采用的频率样本无时间校准，所以其很容易受假同步请求的影响，此时系统在同一频率上工作，但是无连接。更可靠的方法是在频率检测之外还采用角数据以检测是否出现了孤岛情况。

同步相量提供了带有时间标记的矢量数据，以确定整个电力系统的绝对角。在这种情况下，一个带 PMU 的变电站继电器可对角的计量和频率进行通信，把数据传送给热电联产控制中心。有了这一信息，如果检测到分离，控制系统能够自动与调节控制模式通信，并转换为等时模式来调节频率。

2.8.2.8　分布式发电控制

替代能源发电对新开发项目而言已成为一个有吸引力的窗口。然而，要使像光伏这样的新能源发电得到广泛接受，则其与输电系统的连接必须是可靠的。

当一个电源从主输电系统中断开，此电源必须从其被分离的系统部分中绝缘；电源跳闸故障对人员的安全、供电质量，以及失相重合闸可产生较高的风险。

传统方法采用孤岛感应本地计量可能无法足够早地检测到孤岛模式，根据 IEEE 1547，在所有负载/发电条件下最长为 2s。这些方法采用本地的电压和频率信息核实其幅度是否超过预定的范围。当前本地检测方案的不便之处在于如果发电功率和消耗功率之间的差别较小，其无法迅速检测到网络分离。

同步相量从所有区域获得精确计量，为几乎所有的负载/发电条件提供检测孤岛状态的手段。这一设想为解决瞬变工况下维护线上发电提供了一个平台。解决方案涉及两个继电器，如图 2-26 所示，它们采用相量电压样本并在它们之间进行通信（60 次/s）。作为一个例子，第二中继可以从第一中继接收远程数据并计算本地和远程之间的角度差，此差异关于时间的变化决定频率位移，而关于时间的位移指示出了终端之间的加速度。

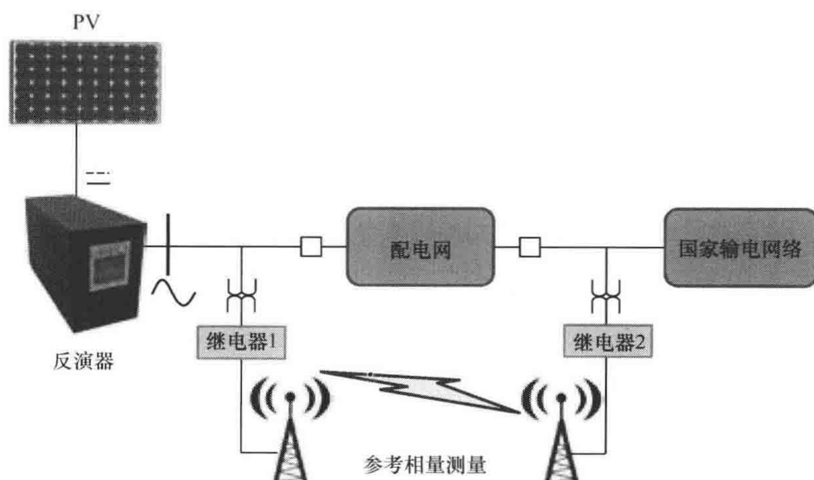


图 2-26　使用 PMU 的分布式发电源整合

第 3 章　配电系统分析基础

配电自动化要求对其所应用的系统具有深入认知，因此分析技术的适用性非常重要。电力系统分析的含义广泛，配电系统分析只是其中一部分，因此也只涉及了整个技术体系的某些研究领域，主要针对的是馈线和辐射状系统。

分析的内容主要包括元件建模、环网和辐射网的潮流计算，以及短路计算。潮流计算应用范围很广，包含潮流分析和电压控制，以及馈线重构和降低网损。短路计算则与设备选型和继电保护整定密切相关。配电层面通常不涉及暂态稳定和小信号稳定，因此本书不再赘述。

3.1　电路定律

本章将介绍最重要的电路概念，详细阐述三大基本定律。

3.1.1　欧姆定律

欧姆定律建立了电路中电压、电流和阻抗之间的基本关系：

$$V = IZ \tag{3-1}$$

3.1.2　基尔霍夫电压定律

对于任何一个闭合网络，基尔霍夫电压定律（KVL）指出支路电压的代数和为零。在支路电压中，一部分电压为电压源，另一部分则为电流流过无源元件引起的电压，通常称为电压降。该定律对含直流电源、恒定电源和时变电源的电路同样适用。

3.1.3　基尔霍夫电流定律

两个或多个电路元件连接形成的结合点称为节点。两个元件的结合点称为简单节点并且不产生电流分流。3 个或更多元件的结合点称为主要节点，电流在此节点处有分流。基尔霍夫电流定律（KCL）指出任一节点电流代数和为零，即流入节点的电流和等于流出节点的电流和，该定律的基础为电荷守恒。

3.2　电路定理

电路定理可由电路定律推导而来，最常用的 3 个系统分析定理将在下面详细阐述。

3.2.1 戴维南定理

戴维南定理可用于获取部分网络的等效电路。任何一个有源网络的任何两个端子内都可以用一个电压源串联一个阻抗来等效。戴维南等效电压等于端子内网络的开路电压，戴维南等效阻抗等于端子内网络所有电压源短路时的网络等值阻抗，如图 3-1 所示。

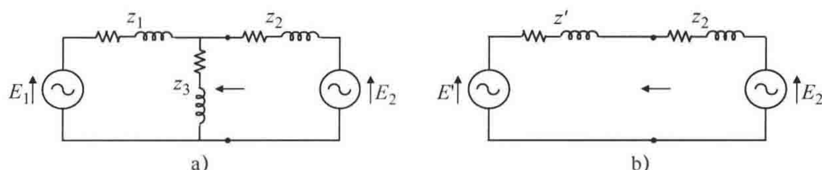


图 3-1　a）戴维南等效前电路；b）戴维南等效后电路

其中

$$E' = \frac{z_3}{z_1 + z_3} E_1 \tag{3-2}$$

并且

$$z' = \frac{z_1 z_3}{z_1 + z_3} \tag{3-3}$$

3.2.2 Y/△变换

图 3-2 所示为星/角结构的等效电路。星/角变换表达式如式（3-4）、式（3-5）所示。

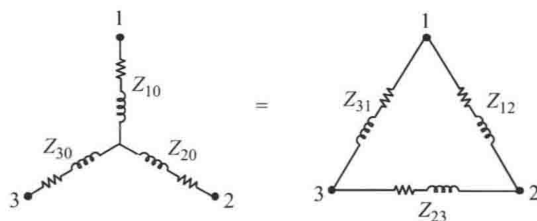


图 3-2　星/角等效电路

$$Z_{12} = Z_{10} + Z_{20} + \frac{Z_{10} Z_{20}}{Z_{30}} \tag{3-4}$$

$$Z_{10} = \frac{Z_{12} Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}} \tag{3-5}$$

3.2.3 叠加定理

在任何线性网络中，任何支路电流等于每个电源电压单独作用，其他电源短路时

在支路上产生的电流之和，如图 3-3 所示。

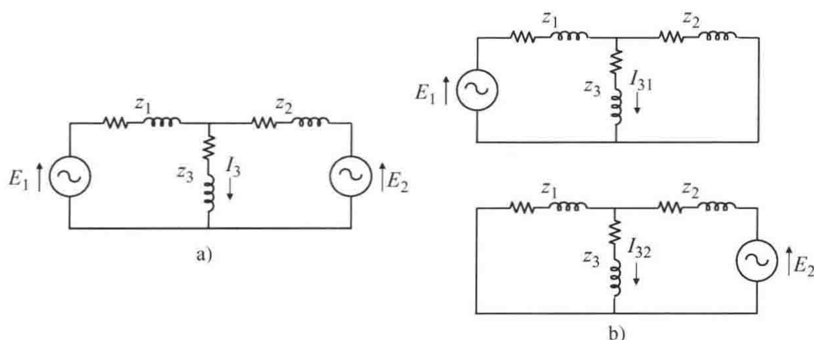


图 3-3　a）完整电路；b）叠加原理

$$I_3 = I_{31} + I_{32} \tag{3-6}$$

3.3　交流电路

在交流电路中，$v(t) = V_m \sin\omega t$ 和 $i(t) = I_m \sin(\omega t - \theta)$ 分别为稳态电压和电流，θ 为电路阻抗角。瞬时功率 p 可表示为

$$p(t) = v(t)i(t) = V_m I_m \sin(\omega t)\sin(\omega t - \theta) \tag{3-7}$$

假设 T 为电压或电流的波形周期，则平均功率为

$$P = \frac{1}{T}\int_0^T p(t)\,\mathrm{d}t = \frac{1}{2}V_m I_m \cos(\omega t) = VI\cos(\omega t) \tag{3-8}$$

式中，V 和 I 分别为电压和电流有效值。各变量之间有这样的关系：视在功率 VI 乘以功率因数 $\cos\theta$ 即可得到平均功率。

有时，P 称为真实功率、有功功率、同相功率或是平均功率。图 3-4 给出了平均功率的产生原理（此时 $\theta > 0$），可以帮助读者更好地理解这个概念。

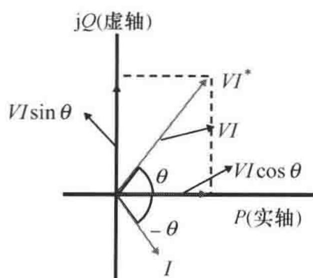


图 3-4　电路中电流、电压和功率关系

注意，有功功率不会为负，而无功功率可以为负。W、V · A 和 VAR 这三个功率单位在物理上是等效的。

这三种功率可以从一个复功率公式中获得，该复功率定义为 VI^*（V · A），由 $V\angle 0°$ 和 $I\angle -\theta°$ 可得：

$$VI^* = (V\angle 0°)(I\angle +\theta°) = VI\cos\theta + \mathrm{j}VI\sin\theta = P + \mathrm{j}Q$$

由此可得

$$VI = \| VI^* \| \quad P = \mathrm{Re}(VI^*) \quad Q = \mathrm{Im}(VI^*)$$

【例 3.1】 两个电压源 $V_1 = 110\angle\delta$ 和 $V_2 = 100\angle 50°$ 通过一条阻抗为 $Z = 2 + \mathrm{j}5\Omega$ 的短线路相连，δ 为电源 1 的相角。通过编写 MATLAB 程序计算每个电源的复功率及线路损耗；当 δ 以 2.5 的步长从 −38°变化为 32°时，制表计算有功功率 P_1、P_2 和 P_L，并画

出这三个功率随 δ 的变化曲线图。

在一般条件下：

$$I_{12} = \frac{V_1 - V_2}{Z}$$

$$I_{21} = \frac{V_2 - V_1}{Z}$$

$$S_{12} = P_{12} + \mathrm{j}Q_{12} = V_1 I_{12}^*$$

$$S_{21} = P_{21} + \mathrm{j}Q_{21} = V_2 I_{21}^*$$

$$S_L = P_L + \mathrm{j}Q_L = S_{12} + S_{21}$$

该算例的 MATLAB 代码为

```
V_1_mag = input('Write the voltage magnitude of V1 [V] = ');
V_1_ang = input('Write the voltage phase angle of V1 (degree) =');
V_2_mag = input('Write the voltage magnitude of V2 [V] =');
V_2_ang = input('Write the voltage phase angle of V2 (degree) =');
var = input('Write the angle variation for V1 (degree) =');
R = input (' Write the resistance in the line between both sources [ohm] =');
X = input (' Write the reactance in the line between both sources [ohm] =');
Z = R + j* X;
angle_1 = [V_1_ang-var:2.5:V_1_ang + var]* pi()/180;
n = length(angle_1);
angle_2 = ones(1,n)* V_2_ang* 180/pi();
V1 = V_1_mag.* (cos(angle_1) + j* sin(angle_1));
V2 = V_2_mag.* (cos(angle_2) + j* sin(angle_2));

I12 = (V1-V2)./Z;
I21 = (V2-V1)./Z;

S1 = V1.* conj(I12);
P1 = real(S1);
Q1 = imag(S1);

S2 = V2.* conj(I21);
P2 = real(S2);
Q2 = imag(S2);

SL = S1 + S2;
```

```
PL = real(SL);
QL = imag(SL);

result = [angle_1'* 180/pi(),P1',P2',PL'];
disp('Delta-1 P1 P2 PL')
disp(result)
plot(angle_1* 180/pi(),P1,angle_1* 180/pi(),P2,angle_1* 180/pi(),PL)
legend('P1','P2','PL')
ylabel('P [W]')
xlabel('\delta [°]')
```

例 3.1 的计算结果由下表给出，图 3-5 给出了 P_1、P_2 和 P_L 随 δ 的变化曲线。

δ	P_1	P_2	P_L
-38,0	-481,751	565,527	83,776
-35,5	-412,364	476,711	64,347
-33,0	-340,602	388,300	47,697
-30,5	-266,605	300,463	33,858
-28,0	-190,511	213,366	22,855
-25,5	-112,466	127,176	14,711
-23,0	-32,618	42,057	9,439
-20,5	48,880	-41,829	7,051
-18,0	131,874	-124,323	7,551
-15,5	216,205	-205,267	10,937
-13,0	301,713	-284,508	17,204
-10,5	388,235	-361,895	26,340
-8,0	475,606	-437,280	38,327
-5,5	563,661	-510,519	53,142
-3,0	652,231	-581,475	70,757
-0,5	741,149	-650,010	91,139
2,0	830,244	-715,995	114,248
4,5	919,346	-779,305	140,042
7,0	1,008,288	-839,818	168,470
9,5	1,096,898	-897,420	199,478
12,0	1,185,009	-952,001	233,009
14,5	1,272,453	-1,003,457	268,997
17,0	1,359,063	-1,051,689	307,374
19,5	1,444,675	-1,096,607	348,067
22,0	1,529,125	-1,138,125	390,999
24,5	1,612,252	-1,176,164	436,088
27,0	1,693,899	-1,210,651	483,249
29,5	1,773,911	-1,241,520	532,390
32,0	1,852,134	-1,268,714	583,420

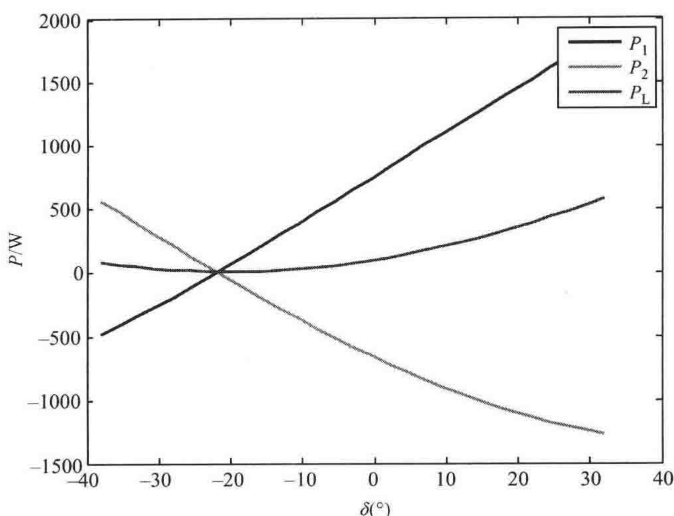


图 3-5　不同电压相位角下的损耗

【例 3.2】一个平衡的三相电源瞬时值表达如下所示：

$$v_{an} = 1250\cos(\omega t)$$

$$v_{bn} = 1250\cos(\omega t - 120°)$$

$$v_{cn} = 1250\cos(\omega t - 240°)$$

该电源带有平衡负载，每相负载阻抗为 $Z = 125\angle 30°\Omega$。通过 MATLAB 绘制瞬时功率 P_a、P_b、P_c 和总有功功率随着 ωt 以 0.1 的步长从 0 增长到 2π 时的变化曲线，以说明每相瞬时功率以及三相总有功功率的物理特性。

在一般条件下：

$$v_n(t) = V_m\cos(\omega t + \beta)$$

$$i_n(t) = I_m\cos(\omega t + \beta - \theta) = \frac{V_m}{\| Z \|}\cos(\omega t + \beta - \theta)$$

$$p_n(t) = V_m I_m\cos(\omega t + \beta)\cos(\omega t + \beta - \theta)$$

由于存在以下三角函数关系

$$\cos(A)\cos(B) = \frac{1}{2}\cos(A + B) + \frac{1}{2}\cos(A - B)$$

功率表达式可转化为：

$$P_n(t) = \frac{V_m I_m}{2}[\cos(2\omega t + 2\beta - \theta)] + \cos(\theta)$$

利用 MATLAB 可直接对该表达式进行计算和画图。相关代码如下：

```
V_1_m = input('Write the voltage magnitude of V1 [V] =');
V_1_a = input('Write the voltage phase angle of V1 (degree) =');
V_2_m = input('Write the voltage magnitude of V2 [V] =');
```

```
V_2_a=input('Write the voltage phase angle of V2 (degree) =');
V_3_m=input('Write the voltage magnitude of V3 [V] =');
V_3_a=input('Write the voltage phase angle of V3 (degree) =');
Za=input('Write the load for phase a [complex number,ohms]=');
Zb=input('Write the load for phase b [complex number,ohms]=');
Zc=input('Write the load for phase c [complex number,ohms]=');
wt=[0:0.1:2* pi()];
I1_m=V_1_m/abs(Za);
I2_m=V_2_m/abs(Zb);
I3_m=V_3_m/abs(Zc);
P1 = (V_1_m* I1_m/2).* (cos((2* wt) + (2* (V_1_a* pi()/180))-
(cos(angle(Za)))) +cos(angle(Za)));
P2 = (V_2_m* I2_m/2).* (cos((2* wt) + (2* (V_2_a* pi()/180))-
(cos(angle(Zb)))) +cos(angle(Zb)));
P3 = (V_3_m* I3_m/2).* (cos((2* wt) + (2* (V_3_a* pi()/180))-
(cos(angle(Zc)))) +cos(angle(Zc)));
Pt=P1 +P2 +P3;
plot(wt,P1,wt,P2,wt,P3,wt,Pt)
legend('P1','P2','P3','Pt')
ylabel('P[W]')
xlabel('\omega *  t')
```

图3-6展示了P_1、P_2、P_3和总有功功率P_t的计算结果。

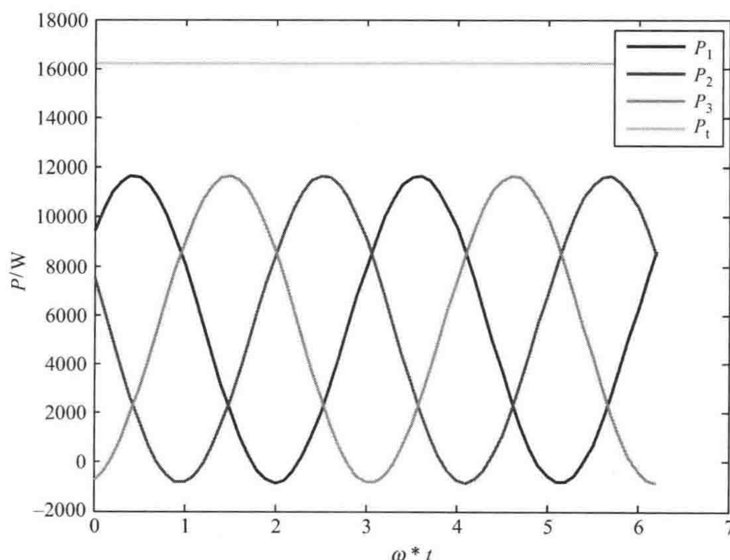


图3-6　三相瞬时功率和总功率计算结果

3.4 标幺化

在电力系统计算中，变量的归一化通常称为标幺化。特别是系统中存在变压器元件时可简化计算。

选定电压、电流、阻抗或是功率等变量的基值，则标幺值定义如下。

$$标幺值=\frac{有名值}{基准值}$$

变量基值的选取必须满足变量之间的约束关系。如欧姆定律满足 $V=ZI$。

采用变量基值的对应公式为

$$V_B=Z_BI_B \tag{3-9}$$

将两个公式相比可得：

$$\frac{V}{V_B}=\frac{ZI}{Z_BI_B} \tag{3-10}$$

或

$$V_{pu}=Z_{pu}I_{pu} \tag{3-11}$$

式（3-11）与式（3-9）形式一致，因此标幺化下的电路分析与式（3-9）也完全一致。下标 pu 代表标幺值，可读为“标幺”。

与欧姆定律类似，在功率计算中同样存在，即

$$S=VI^* \tag{3-12}$$

$$S_B=V_BI_B \tag{3-13}$$

并且

$$S_{pu}=V_{pu}I_{pu}^* \tag{3-14}$$

注意到在式（3-9）和式（3-13）中都包含 4 个变量 V_B、I_B、Z_B 和 S_B。选定其中任意两个基值后则其他两个基值也将确定。例如选定 V_B 和 S_B 后，有

$$Z_B=\frac{V_B}{I_B}=\frac{V_B^2}{S_B} \tag{3-15}$$

同理可扩展到其他相关变量。例如：

$$S_{pu}=P_{pu}+jQ_{pu} \tag{3-16}$$

其中

$$P_{pu}=\frac{P}{S_B}\quad Q_{pu}=\frac{Q}{S_B}$$

对于阻抗

$$Z_{pu}=R_{pu}+jX_{pu} \tag{3-17}$$

其中

$$R_{pu}=\frac{R}{Z_B}\quad X_{pu}=\frac{X}{Z_B}$$

注意到

$$Y_B = \frac{I_B}{V_B} = \frac{1}{Z_B} \tag{3-18}$$

如果系统中存在不同等级的设备，通常不可能依据其原有铭牌等级选取多个基准值，必须依据新的基准重新计算标幺值。由于 Z_{pu} 取决于 Z_B，而 Z_{actual} 则不是，因此新旧标幺值之间的关系为

$$Z_{actual} = Z_{pu}^{old} Z_B^{old} = Z_{pu}^{new} Z_B^{new} \tag{3-19}$$

因此有

$$Z_{pu}^{new} = Z_{pu}^{old} \frac{Z_B^{old}}{Z_B^{new}}$$

$$Z_{pu}^{new} = Z_{pu}^{old} \left[\frac{V_B^{old}}{V_B^{new}}\right]^2 \frac{S_B^{new}}{S_B^{old}} \tag{3-20}$$

注意：式（3-20）在应用时既可使用相变量数值，也可使用线变量数值。

【例 3.3】 图 3-7 给出的系统中相应元件都含有阻抗。计算这些阻抗折算到以 11kV 和 50MV · A 为基准值的发电机侧时的标幺值。

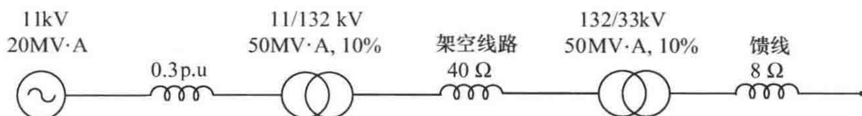


图 3-7　例 3.3 电气系统

发电机：

基准电压 11kV

基准容量 50MV · A

$$Z_B = \frac{(11\text{kV})^2}{50\text{MV} \cdot \text{A}} = 2.42\Omega$$

$$I_B = \frac{50\text{MV} \cdot \text{A}}{\sqrt{3} \times 11\text{kV}} = 2624.3\text{A}$$

在该基准值下：

$$Z_{GENpu} = 0.3\,\frac{50\text{MV} \cdot \text{A}}{20\text{MV} \cdot \text{A}} = 0.75\text{pu}$$

变压器：0.1pu

架空线路：

基准电压 132kV

基准容量 50MV · A

$$Z_B = \frac{(132\text{kV})^2}{50\text{MV} \cdot \text{A}} = 348.5\Omega$$

$$I_B = \frac{50\text{MV} \cdot \text{A}}{\sqrt{3} \times 132\text{kV}} = 218.7\text{A}$$

$$Z_{\mathrm{OHLpu}} = \frac{40\Omega}{348.5\Omega} = 0.115\mathrm{pu}$$

馈线：

基准电压 33kV

基准容量 50MV · A

$$Z_{\mathrm{B}} = \frac{(33\mathrm{kV})^2}{50\mathrm{MV \cdot A}} = 21.78\Omega$$

$$I_{\mathrm{B}} = \frac{50\mathrm{MV \cdot A}}{\sqrt{3} \times 33\mathrm{kV}} = 874.77\mathrm{A}$$

$$Z_{\mathrm{FEEDERpu}} = \frac{8\Omega}{21.78\Omega} = 0.367\mathrm{pu}$$

3.5 潮流计算

潮流计算是电力系统中的数学过程，计算得到系统中各节点的电压幅值和相角。对于安装调节装置，可设置电压幅值的发电机节点，其电压幅值是已知的，这些节点也称为电压节点，或松弛节点。松弛节点的电压幅值是给定的，取其电压相角为零，作为系统的参考点。系统中其他节点的有功功率和无功功率是已知的，称为 PQ 节点。后续会对节点分类进行详细介绍。

所有节点的电压幅值和相角确定以后，利用前述提到的各种表达式很容易计算获得其他各项参数，如传输功率（视在功率、有功功率、无功功率）、电流（包括幅值和相角）、线损、功率因数以及各元件的负荷。

潮流分析可通过基于各种算法的计算机程序来实现，手动计算仍有一定应用，尤其在小规模系统潮流计算中。

直至 20 世纪 60 年代中期，即开始应用计算机之前，大规模系统分析还需要借助于模拟装置来完成。目前已涌现出大量灵活、兼容的软件包支持复杂的系统分析计算，图 3-8 直观展示了从旧的模拟装置到具有代表性的新的软件算法包的巨大转变。

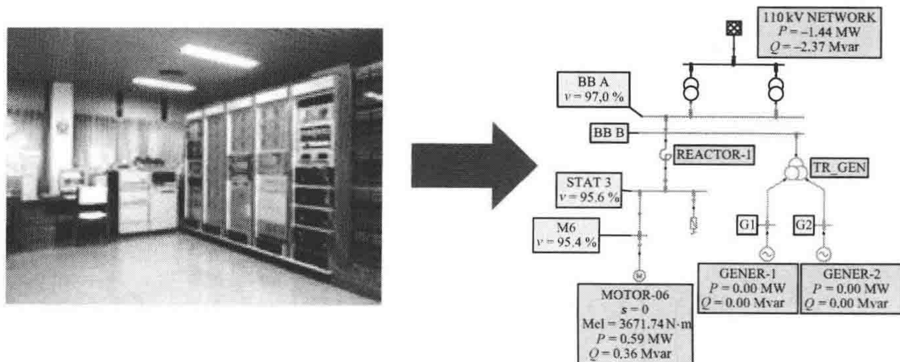


图 3-8 电力系统模拟屏

潮流计算中应用最为广泛的算法是牛顿-拉夫逊法和高斯-塞德尔法。这两种方法可应用于高压系统潮流计算，对应于输电系统、发电机等。输电网通常 X/R 比值很大，负荷对称，因此，潮流计算假定系统三相平衡。

这两种算法也可应用于配电系统，但因为 X/R 比值较小，容易导致不收敛，此种情况下就需要采用其他合适的算法。由于配电系统为辐射状，其数学模型通常比输电系统相对简单，后续3.6节将会涉及该部分内容。

本节将回顾潮流计算的基本知识和算法结构，并给出算法的几个应用示例。

3.5.1 潮流方程

潮流分析中，同一节点的所有元件视为一个元件，用一个独立的电动势和一个串联电抗进行等效。节点分析法的基本计算公式如下：

电流为 $I=YV$，对整个系统，可以扩展为：$I=Y_{\text{bus}}V$。

视在功率 $S=VI^*$，因此，有：$S^*=V^*I$。

在电力系统中，Y_{bus}关于主对角线对称。

用一个3节点的简单电力系统进行说明，如图3-9所示。每个发电机用一个等效的电流源和并联导纳进行等效。

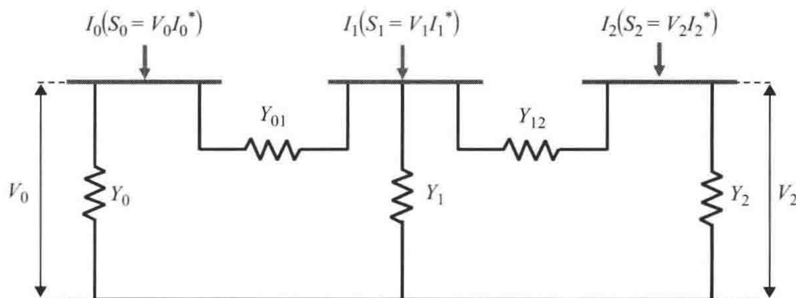


图3-9 3节点系统电流源等效示意图

对每个节点，有：$I_{ik}=Y_{ik}(V_i-V_k)$，因此，由图3-9可以得到：

$$I_0=Y_0V_0+Y_{10}(V_0-V_1)$$
$$I_1=Y_1V_1+Y_{10}(V_1-V_0)+Y_{12}(V_1-V_2)$$
$$I_2=Y_2V_2+Y_{12}(V_2-V_1)$$

上述公式可以变换为

$$I_0=(Y_0+Y_{01})V_0-Y_{01}V_1$$
$$I_1=-Y_{01}V_0+(Y_1+Y_{01}+Y_{12})V_1-Y_{12}V_2$$
$$I_2=-Y_{12}V_1+(Y_2+Y_{12})V_2$$

表达为矩阵的形式，有

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} Y_0+Y_{01} & -Y_{01} & 0 \\ -Y_{01} & Y_1+Y_{01}+Y_{12} & -Y_{12} \\ 0 & -Y_{12} & Y_2+Y_{12} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \tag{3-21}$$

用统一的形式表示如下：

$$\sum Y_{ik} V_k = I_i$$

$$\sum Y_{ik} V_k = \frac{S_i^*}{V_i^*} = I_i \tag{3-22}$$

$$V_i^* \sum Y_{ik} V_k = S_i^*$$

式中，$i = 1，2，\cdots，n$。n 表示节点总数。

3.5.2　牛顿-拉夫逊法

前述公式是非线性的，需要通过数学迭代进行计算。数学迭代有许多方法，其中最著名的是牛顿-拉夫逊法和高斯-塞德尔法。这里将介绍基于泰勒级数展开的牛顿-拉夫逊法。对于函数 $f(x)$，在 $x = a$ 处的各阶泰勒级数展开式为

$$y = f(x) = f(a) + f'(a)(x-a) + \frac{f''(a)}{2!}(x-a)^2 + \cdots + \frac{f^{(n)}(a)}{n!}(x-a)^n \tag{3-23}$$

略去二阶及以上高阶项，表达式可以改写为

$$y = f(x) = f(a) + f'(a)(x-a)$$

当 $x \to a$ 时，级数迅速收敛。给定初始估计值 x_0，表达式可以改写为

$$y = f(x_0) + f'(x_0)(x_1 - x_0) \tag{3-24}$$

式中，x_1 为新的更接近真值的 x 的估计值。在 $x = x_1$ 处，函数曲线与 x 轴相交，有

$$0 = f(x_0) + f'(x_0)(x_1 - x_0) \tag{3-25}$$

记 $\Delta x = x_0 - x_1$，则有

$$\Delta x = \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \tag{3-26}$$

$$x_1 = x_0 - \Delta x = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \tag{3-27}$$

图 3-10 说明了牛顿-拉夫逊法的基本思想。

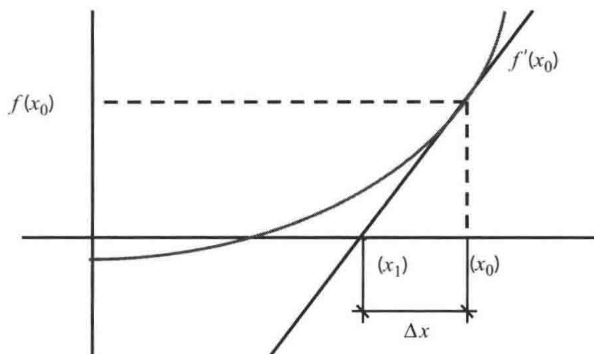


图 3-10　牛顿-拉夫逊法的几何解释

牛顿-拉夫逊法用来求解联立方程组，泰勒级数用来求解关于 n 个未知量

x_1，x_2，…，x_n 的 n 个非线性方程。

微分方程可以表示为

$$f_1(x_1,x_2,\cdots,x_n)=0$$
$$f_2(x_1,x_2,\cdots,x_n)=0$$
$$\vdots$$
$$f_n(x_1,x_2,\cdots,x_n)=0$$

将一阶偏导数矩阵称为雅可比矩阵 J，结合公式（3-27）有

$$[X_{k+1}]=[X_k]-[J^{-1}][F(X_k)] \tag{3-28}$$

方阵 J 称为 $F(x)$ 的雅可比矩阵，将其矩阵元素 $J(i,\ k)$ 定义为偏导数 $\frac{\partial f_i}{\partial x_k}$，雅可比矩阵可用来求解潮流计算问题。令函数 $F(x)=0$，有

$$x_{k+1}=x_k-\frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \tag{3-29}$$

【例 3.4】 运用二次方程求解方法解方程 $f(x)=0=x^2-20x+100$，并与牛顿-拉夫逊法计算结果进行比较。

方程可表示为 $f(x)=y=ax^2+bx+c$ 的形式，根据二次方程求根公式，有

$$x=\frac{-b\pm\sqrt{b^2-4ac}}{2a}=\frac{20\pm\sqrt{400-400}}{2}=10$$

运用牛顿-拉夫逊法，有

$$f'(x)=2x-20$$

给定初始值 $x=12$，有

$$f(x)=(12)^2-20(12)+100=4$$
$$f'(x)=2(12)-20=4$$
$$\Delta x_1=-\frac{f(12)}{f'(12)}=-\frac{4}{4}=-1$$
$$x_1=x_0+\Delta x_1=12+(-1)=11$$

第 2 次迭代：

$$f(x)=(11)^2-20(11)+100=1$$
$$f'(x)=2(11)-20=2$$
$$\Delta x_2=-\frac{f(11)}{f'(11)}=-\frac{1}{2}=-0.5$$
$$x_2=x_1+\Delta x_2=11+(-0.5)=10.5$$

第 3 次迭代：

$$f(x)=(10.5)^2-20(10.5)+100=0.25$$
$$f'(x)=2(10.5)-20=1$$
$$\Delta x_3=-\frac{f(10.5)}{f'(10.5)}=-0.25$$

$$x_3 = x_2 + \Delta x_3 = 10.5 + (-0.25) = 10.25$$

第 4 次迭代：

$$f(x) = (10.25)^2 - 20(10.25) + 100 = 0.0625$$

$$f'(x) = 2(10.25) - 20 = 0.5$$

$$\Delta x_4 = -\frac{f(10.25)}{f'(10.25)} = -\frac{0.0625}{0.5} = -0.125$$

$$x_4 = x_3 + \Delta x_4 = 10.25 + (-0.125) = 10.125$$

最后结果非常接近精确值。

【**例 3.5**】用牛顿-拉夫逊法求解方程 $x = 2 - \sin x$。

根据牛顿-拉夫逊法，有

$$f(x) = 0 = x - 2 + \sin x$$

$$f'(x) = 1 + \cos x$$

$$\Delta x = -\frac{f(x)}{f'(x)} = \frac{2 - (x + \sin x)}{1 + \cos x}$$

$$x_{k+1} = x_k + \Delta x$$

$$x_{k+1} = x_k + \frac{2 - (x + \sin x)}{1 + \cos x}$$

计算结果见表 3-1。

表 3-1　例 3.5 计算结果

迭代次数	x_k	x_{k+1}
1	0.0000000	1.0000000
2	1.0000000	1.1029207
3	1.1029207	1.1060571
4	1.1060571	1.1060602

3.5.3　节点类型

潮流计算中，节点可分为 3 种类型。

松弛节点：该种类型节点的电压幅值 V 和相角 θ 是已知的。松弛发电机节点的有功出力包括系统网损，其电压相角一般作为系统电压相角的基准值，通常选择出力最大的发电机节点为松弛节点。

PV 节点：该类型节点，其有功功率 P 和电压幅值 V 是已知的，无功功率 Q 为变量，满足 $Q_{min} < Q < Q_{max}$，电压控制型发电机一般为此类节点。

PQ 节点：该类型节点，其有功功率 P 和无功功率 Q 是已知的，电压幅值 V 为变量，满足 $V_{min} < V < V_{max}$。

不同类型节点的说明如图 3-11 所示。

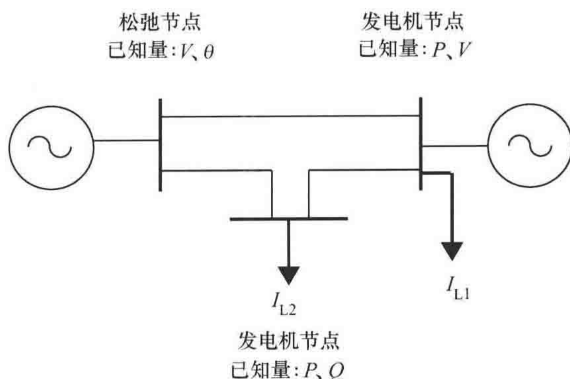


图 3-11　潮流计算中节点类型示意图

3.5.4　牛顿-拉夫逊法在潮流计算中的应用

将前面阐述的理论应用于基于牛顿-拉夫逊法的潮流计算中。

式（3-22）可以改写为（$k\varepsilon i$ 表示节点 k 与 i 之间有支路相连）：

$$S_i^* = V_i^* \sum_{k\varepsilon i} Y_{ik} V_k \tag{3-30}$$

由式（3-30），可得：

$$S_i^* = V_i \angle -\theta_i \sum Y_{ik} V_k \angle \theta_k$$

$$S_i^* = V_i \sum Y_{ik} V_k \angle (\theta_k - \theta_i)$$

又有 $Y_{ik} = G_{ik} + \mathrm{j}B_{ik}$，$S_i^* = P_i - \mathrm{j}Q_i$，可得：

$$S_i^* = V_i \sum (G_{ik} + \mathrm{j}B_{ik})(V_k \cos\theta_{ik} - \mathrm{j}V_k \sin\theta_{ik})$$

$$S_i^* = V_i \sum (G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) V_k + \mathrm{j}V_i (B_{ik}\cos\theta_{ik} - G_{ik}\sin\theta_{ik}) V_k \tag{3-31}$$

有功功率 P 和无功功率 Q 可根据下式计算：

$$P_i(\text{计算值}) = V_i \sum (G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) V_k$$

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{k\varepsilon i, k\neq i} (G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) V_k$$

$$Q_i(\text{计算值}) = V_i \sum (G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}) V_k$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{k\varepsilon i, k\neq i} (G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}) V_k$$

$$\Delta P_i = P_i(\text{给定值}) - P_i^{㊀}(\text{计算值})$$

$$\Delta Q_i = Q_i(\text{给定值}) - Q_i^{㊁}(\text{计算值})$$

式中，$i=1, 2, \cdots, n-1$；P_i、Q_i 表示节点 i 的有功和无功功率的标幺值。根据 P、Q 的计算公式，可计算 ΔP、ΔQ：

㊀ 此处原书误为 P_i^j。——译者注

㊁ 此处原书误为 Q_i^j。——译者注

$$X^{r+1} = X^r - \Delta X$$

$$\Delta X = J^{-1} F(X^r)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J^{-1}] \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

$$[J]_{\text{Jacobian}} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \dfrac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \dfrac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}$$

$$H_{ii} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} \qquad H_{ik} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_k}$$

$$N_{ii} = V_i \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_i} \qquad N_{ik} = V_k \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_k}$$

$$M_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_i} \qquad M_{ik} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_k}$$

$$L_{ii} = V_i \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} \qquad L_{ik} = V_k \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_k}$$

定义如下三角函数：

$$\frac{\partial \cos\theta_{ik}}{\partial \theta_i} = -\sin\theta_{ik} \qquad \frac{\partial \cos\theta_{ik}}{\partial \theta_k} = \sin\theta_{ik}$$

$$\frac{\partial \sin\theta_{ik}}{\partial \theta_i} = \cos\theta_{ik} \qquad \frac{\partial \sin\theta_{ik}}{\partial \theta_i} = -\cos\theta_{ik}$$

根据上述三角函数，雅可比矩阵可以改写为

$$H_{ii} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} = -V_i \sum_{k\varepsilon i, k\neq i} (G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}) V_k = -Q_i^{(\text{计算值})} - |V_i|^2 B_{ii}$$

$$H_{ik} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_k} = V_i (G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}) V_k$$

$$M_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial Q_i} = V_i \sum_{k\varepsilon i, k\neq i} (G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) V_k = P_i^{(\text{计算值})} - |V_i|^2 G_{ii}$$

$$M_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_k} = -V_i (G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) V_k$$

$$N_{ii} = V_i \frac{\partial \Delta P_i}{|\partial V_i|} = P_i^{(\text{计算值})} + |V_i|^2 G_{ii} = M_{ii} + 2|V_i|^2 G_{ii}$$

$$N_{ik} = V_k \frac{\partial 0 P_i}{|\partial V_k|} = -M_{ik}$$

$$L_{ii} = V_i \frac{\partial \Delta Q_i}{|\partial V_i|} = Q_i^{(\text{计算值})} - |V_i|^2 B_{ii} = -H_{ii} - 2|V_i|^2 B_{ii}$$

$$L_{ik} = V_k \frac{\partial \Delta Q_i}{|\partial V_k|} = H_{ik}$$

图 3-12 给出了基于牛顿-拉夫逊法的潮流计算流程示意图。流程图中的计算公式，前文中均已涉及。

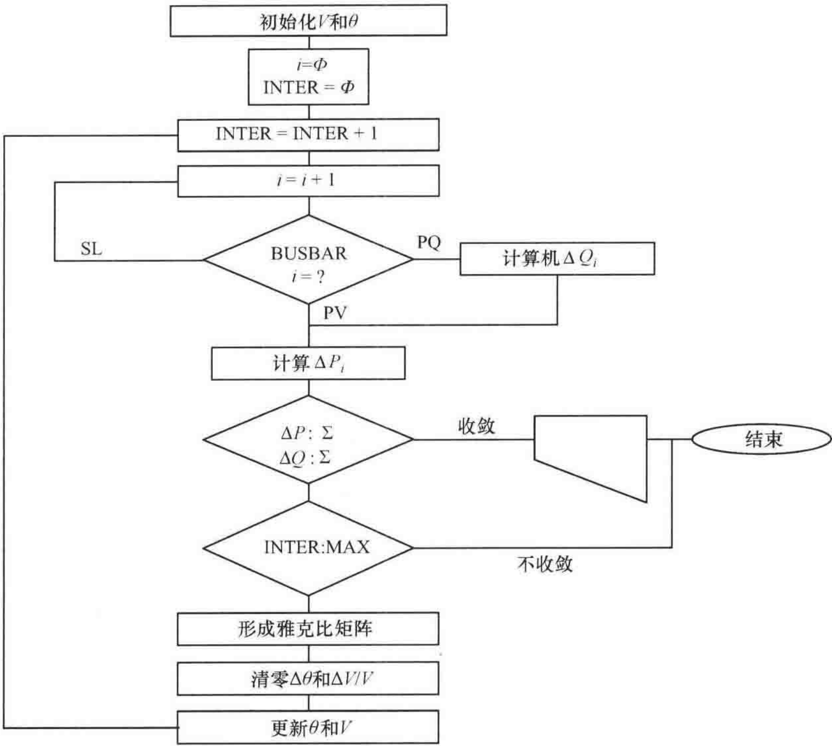


图 3-12　牛顿-拉夫逊法潮流计算流程图

3.5.5　解耦法

Brian Stott 提出了一种潮流计算的有效解法——解耦法，该算法利用了电力系统固有的物理特性，即有功功率的变化主要取决于电压相角的变化，无功功率的变化主要取决于电压幅值的变化。解耦法将潮流计算分解为 $P-\theta$、$Q-V$ 两个独立的问题，在图 3-13给出的两节点系统中进行说明。

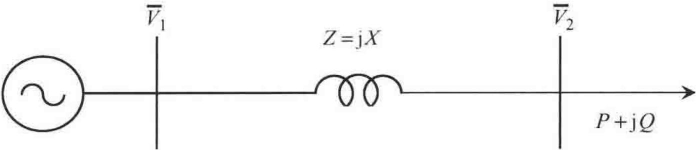


图 3-13　负荷在末端的两节点系统

该算法无需对雅可比矩阵求逆，这也是该算法最大的优点，但它的收敛速度较为缓慢。以$\overline{V}_1$（1.0pu，$\theta_1=0$）作为参考值，令$\overline{Z}=\mathrm{j}X$，因为 $R\ll z$，有

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \bar{I}\bar{Z} = \bar{V}_1 - \bar{I}(\mathrm{j}X)$$

考虑到

$$\bar{I} = \frac{(P - \mathrm{j}Q)}{\bar{V}_1^*}$$

因为$\bar{V}_1 = 1\angle 0° = \bar{V}_1^*$，故有

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \frac{(P - \mathrm{j}Q)}{\bar{V}_1^*}(\mathrm{j}X) = \frac{|\bar{V}_1|^2 - (P - \mathrm{j}Q)(\mathrm{j}X)}{\bar{V}_1^*} = 1 - XQ - \mathrm{j}XP$$

由图3-14所示相量图可知，有功功率P变化（ΔP）会引起电压相角变化$\Delta\theta$，但对电压幅值的影响很小。相应地，如图3-15所示，无功功率Q变化（ΔQ）会引起电压幅值变化ΔV，但对相角的影响不大。

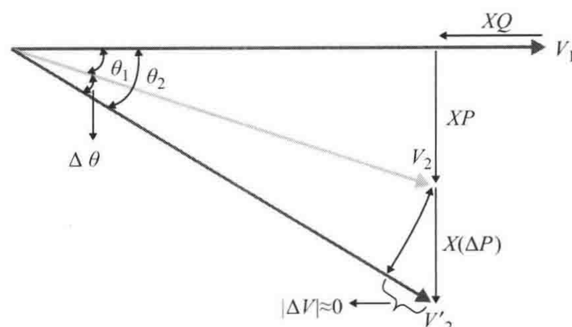


图3-14 P与θ的关系说明图

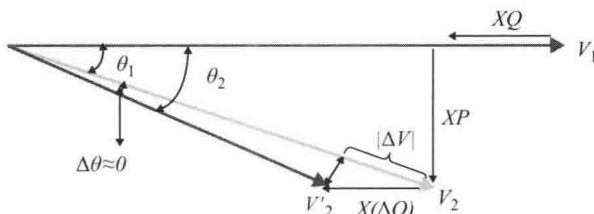


图3-15 Q与V的关系说明图

上述近似关系可以用代数关系表达为

$$\Delta P = H\Delta\theta$$

$$\Delta Q = L'\frac{\Delta V}{V}$$

因此，在电力系统中利用解耦现象，可以忽略子矩阵N和J，于是有

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \\ & L \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}$$

$$\Delta P_i = \left[\sum_{k=1,k\neq i} V_i V_k (G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik})\Delta\theta_k\right] - (Q_i^{\text{计算值}} + V_i^2 B_{ii})\Delta\theta_i$$

$$\Delta Q_i=\Big[\sum_{k=1,k\neq i}V_iV_k(G_{ik}\sin\theta_{ik}-B_{ik}\cos\theta_{ik})\frac{|\Delta V_k|}{V_k}\Big]-(Q_i^{计算值}+V_i^2B_{ii})\frac{|\Delta V_k|}{V_i}$$

因为 θ_{ik} 很小，所以 $\cos\theta_{ik}=1.0$，$\sin\theta_{ik}=0.0$，$G_{ik}\sin\theta_{ik}\ll B_{ik}\cos\theta_{ik}$。在工程研究中，可以认为 $Q_i\ll V_i^2B_{ii}$，因此，Q_i 可以忽略不计。

$$\Delta P_i=\Big[\sum_{k=1,k\neq i}-V_iV_kB_{ik}\Delta\theta_k\Big]-(V_i^2B_{ii})\Delta\theta_i$$

$$\frac{\Delta P_i}{V_i}=\Big[\sum_{k=1,k\neq i}-V_kB_{ik}\Delta\theta_k\Big]-(V_iB_{ii})\Delta\theta_i$$

$$\Delta Q_i=\Big[\sum_{k=1,k\neq i}-V_iV_kB_{ik}\frac{|\Delta V_k|}{V_k}\Big]-(V_i^2B_{ii})\frac{|\Delta V_k|}{V_i}$$

$$\frac{\Delta Q_i}{V_i}=\Big[\sum_{k=1,k\neq i}-V_iB_kB_{ik}\frac{|\Delta V_k|}{V_iV_k}\Big]-(V_i^2B_{ii})\frac{|\Delta V_k|}{V_i^2}=\Big[\sum_{k=1,k\neq i}-B_{ik}|\Delta V_k|\Big]-(B_{ii})|\Delta V_k|$$

将等式左右的电压进行归一化处理可进一步近似得到：

$$\frac{\Delta P_i}{V_i}=-\Big[\sum_{k=1,k\neq i}B_{ik}\Delta\theta_k+(\Delta\theta_iB_{ii})\Big]=-B'\Delta\theta$$

$$\frac{\Delta Q_i}{V_i}=-\Big[\sum_{k=1,k\neq i}B_{ik}|\Delta V_k|+(B_{ii}|\Delta V_k|)\Big]=-B''|\Delta V|$$

应用这种分开处理 $P-\theta$ 和 $Q-V$ 的简化方法，可以节约1/4的雅克比矩阵存储空间。这种方法需要更多的迭代次数，但是不需要求逆的时间，且两个独立的问题各自的迭代时间变短了。

【例 3.6】 如图3-16所示系统，采用牛顿-拉夫逊法计算 Meadow 节点和 Harrisburg 节点电压和功率的前两次迭代结果。

参数设置如下：

基准功率：100MV · A

收敛值：0.1MV · A

节点1的无功功率上下限约束：－5Mvar 和 10Mvar。

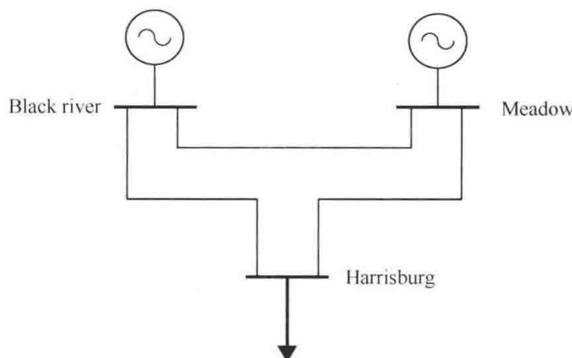


图3-16 例3.6的电力系统

各节点的电压和有功/无功功率见表 3-2，线路阻抗值见表 3-3。

表 3-2　例 3.6 的电压值

节点编号	名　称	电　压	功　率
0	Black River	1.01	—
1	Meadow	1.00	$P_G = 55\text{MW}$
2	Harrisburg	—	$P_C = 105\text{MW}$，$Q_C = 65\text{Mvar}$

表 3-3　例 3.6 的线路阻抗值

线路编号	阻抗/pu
0 - 1	0.015 + j0.035
0 - 2	0.015 + j0.055
1 - 2	0.0075 + j0.0175

$$y_{01} = \frac{1}{0.015 + \mathrm{j}0.035} = 10.34 - \mathrm{j}24.14$$

$$y_{02} = \frac{1}{0.015 + \mathrm{j}0.055} = 4.62 - \mathrm{j}16.92$$

$$y_{12} = \frac{1}{0.0075 + \mathrm{j}0.0175} = 20.69 - \mathrm{j}48.28$$

节点导纳矩阵为

$$Y = \begin{bmatrix} y_{01} + y_{02} & -y_{01} & -y_{02} \\ -y_{01} & y_{01} + y_{12} & -y_{12} \\ -y_{02} & -y_{12} & y_{02} + y_{12} \end{bmatrix}$$

$$Y = \begin{bmatrix} 14.96 - \mathrm{j}41.06 & -10.34 + \mathrm{j}24.14 & -4.62 + \mathrm{j}16.92 \\ -10.34 + \mathrm{j}24.14 & 31.03 - \mathrm{j}72.42 & -20.69 + \mathrm{j}48.28 \\ -4.62 + \mathrm{j}16.92 & -20.69 + \mathrm{j}48.28 & 25.31 - \mathrm{j}65.20 \end{bmatrix}$$

基于给定的数据，可得表 3-4。

表 3-4　例 3.6 的初始输入数据

节点编号	类　型	数　据	未知量
0	松弛节点	$V_0 = 1.01$，$\theta_0 = 0.0$	$P_0 Q_0$
1	PV	$V_1 = 1.00$，$P_1 = 0.55$	$\theta_1 Q_1$
2	PQ	$P_2 = -1.05$，$Q_2 = -0.65$	$\theta_2 V_2$

节点注入功率方程为

$$P_i^{\mathrm{cal}} = V_i \sum_j V_j (G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij})$$

$$Q_i^{\mathrm{cal}} = V_i \sum_j V_j (G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij})$$

$$\Delta P = i^{\mathrm{sp}} P_P_i^{\mathrm{cal}} = 0$$

$$\Delta Q = Q_i^{\mathrm{sp}} - Q_i^{\mathrm{cal}} = 0$$

$$P_i^{\mathrm{sp}} = P_{Gi} - P_{Ci} \text{且} Q_i^{\mathrm{sp}} = Q_{Gi} - Q_{Ci}$$

第一次迭代：

$$V^0 = \begin{bmatrix} 1.01 \\ 1.00 \\ 1.00 \end{bmatrix}, \theta^0 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$P_1^{(0)} = (V_1^2 G_{11}) + (V_0(G_{10}\cos\theta_{10} + B_{10}\sin\theta_{10}) + V_2(G_{12}\cos\theta_{12} + B_{12}\sin\theta_{12}))V_1$$

$$P_1^{(0)} = ((1.0)^2(31.03)) + \begin{pmatrix} (1.01)(-10.34\cos(0) + 24.14\sin(0)) + \\ (1.0)(-20.69\cos(0) + 48.28\sin(0)) \end{pmatrix}(1.0)$$

$$P_1^{(0)} = -0.103$$

$$P_2^{(0)} = (V_2^2 G_{22}) + (V_0(G_{20}\cos\theta_{20} + B_{20}\sin\theta_{20}) + V_1(G_{21}\cos\theta_{21} + B_{21}\sin\theta_{21}))V_2$$

$$P_2^{(0)} = ((1.0)^2(25.31)) + \begin{pmatrix} (1.01)(-4.62\cos(0) + 16.92\sin(0)) + \\ (1.0)(-20.69\cos(0) + 48.28\sin(0)) \end{pmatrix}(1.0)$$

$$P_2^{(0)} = -0.046$$

$$Q_2^{(0)} = (V_2^2 B_{22}) + (V_0(G_{20}\sin\theta_{20} + B_{20}\cos\theta_{20}) + V_1(G_{21}\sin\theta_{21} + B_{21}\cos\theta_{21}))V_2$$

$$Q_2^{(0)} = -((1.0)^2 + (-65.20)) + \begin{pmatrix} (1.01)(4.62\sin(0) - 16.92\cos(0)) + \\ (1.00)(20.69\sin(0) - 48.28\cos(0)) \end{pmatrix}(1.0)$$

$$Q_2^{(0)} = -0.169$$

因而有

$$0.55 - P_1^{\mathrm{cal}} = 0$$

$$-1.05 - P_2^{\mathrm{cal}} = 0$$

$$-0.65 - Q_2^{\mathrm{cal}} = 0$$

第一次迭代的雅克比矩阵为

$$J = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dfrac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dfrac{\partial P_1}{\partial |V_2|} \\ \dfrac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \dfrac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dfrac{\partial P_2}{\partial |V_2|} \\ \dfrac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \dfrac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \dfrac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} \end{bmatrix}$$

接着可以求得 ΔP 和 ΔQ 的值为

$$\Delta P = \begin{bmatrix} - \\ 0.653 \\ -1.004 \end{bmatrix}$$

$$\Delta Q = \begin{bmatrix} - \\ - \\ -0.481 \end{bmatrix}$$

雅克比矩阵各元素为

$$\frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} = -(1.00)\begin{pmatrix} (-10.34\sin(0) - 24.14\cos(0))(1.01) + \\ (-20.69\sin(0) - 48.28\cos(0))(1.00) \end{pmatrix} = 72.66$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial \theta_2}=\frac{\partial P_2}{\partial \theta_1}=(1.00)(-20.69\sin(0)-48.28\cos(0))(1.00)=-48.28$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2}=-(1.00)\begin{pmatrix}(-4.62\sin(0)-16.92\cos(0))(1.01)+\\(-20.69\sin(0)-48.28\cos(0))(1.00)\end{pmatrix}=65.37$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1}=-(1.00)(-20.69\cos(0)+48.28\sin(0))(1.00)=20.69$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2}=(1.00)\begin{pmatrix}(-4.62\cos(0)+16.92\sin(0))(1.00)\\(-20.69\cos(0)+48.28\sin(0))(1.00)\end{pmatrix}=-25.36$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial |V_2|}=(1.00)(-20.69\cos(0)+48.28\sin(0))(1.00)=-20.69$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial |V_2|}=\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2}+2|V_2|^2G_{22}=-25.36+2|1|^2 25.31=25.26$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|}=-\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2}-2|V_2|^2B_{22}=-65.37+2|1|^2(65.20)=65.03$$

$$J=\begin{bmatrix}72.66 & -48.28 & -20.69\\-48.28 & 65.37 & 25.26\\20.69 & -25.26 & 65.03\end{bmatrix}$$

$$b=\begin{bmatrix}\Delta P_1\\\Delta P_2\\\Delta Q_2\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}0.654\\-1.004\\-0.481\end{bmatrix}$$

$x=[\Delta\theta_1 \quad \Delta\theta_2 \quad \Delta V_2/V_2]\ T$，求解 $J\Delta x=b$ 得

$$\Delta x=\begin{bmatrix}-0.0030\\-0.0131\\-0.0116\end{bmatrix}$$

$$\theta_1^{(1)}=\theta_1^{(0)}+\Delta\theta_1^{(0)}=0-0.0030=-0.0030=-0.172°$$

$$\theta_2^{(1)}=\theta_2^{(0)}+\Delta\theta_2^{(0)}=0-0.0131=-0.0131=-0.751°$$

$$V_2^{(1)}=V_2^{(0)}\left(1+\frac{\Delta V_2^{(0)}}{V_2^{(0)}}\right)=1.00(1-0.0116)=0.988$$

$$V^{(1)}=\begin{bmatrix}1.01\\1.00\\0.988\end{bmatrix}V$$

$$\theta^{(1)}=\begin{bmatrix}0\\-0.0030\\-0.0131\end{bmatrix}\text{rads}$$

然后有

$P_0^{(1)}=((1.01)^2(14.97))$

$$+\begin{pmatrix}(1.00)(-10.35\cos(0.0030)+24.14\sin(0.0030))+\\(0.988)(-4.62\cos(0.0131)+16.93\sin(0.0131))\end{pmatrix}(1.01)$$

$$P_0^{(1)}=15.271-10.38-4.389=0.502$$

$$P_1^{(1)}=((1.00)^2(31.04))$$

$$+\begin{pmatrix}(1.01)(-10.35\cos(-0.0030)+24.14\sin(-0.0030))+\\(0.988)(-20.69\cos(0.0101)+48.28\sin(0.0101))\end{pmatrix}(1.00)$$

$$P_1^{(1)}=31.04-10.527-19.959=0.554$$

$$P_2^{(1)}=((0.988)^2(25.31))$$

$$+\begin{pmatrix}(1.01)(-4.62\cos(-0.0131)+16.93\sin(-0.0131))+\\(1.00)(-20.69\cos(-0.0101)+48.28\sin(-0.0101))\end{pmatrix}(0.988)$$

$$P_2^{(1)}=24.706-4.831-20.922=-1.047$$

$$Q_0^{(1)}=((1.01)^2(-41.07))$$

$$+\begin{pmatrix}(1.00)(-10.35\sin(0.0030)-24.14\cos(0.0030))+\\(0.988)(-4.62\sin(0+0.0131)-16.93\cos(0.0131))\end{pmatrix}(1.01)$$

$$Q_0^{(1)}=41.896-24.413-16.953=0.53$$

$$Q_1^{(1)}=-((1.00)^2(-72.42))$$

$$+\begin{pmatrix}(1.01)(-10.35\sin(-0.003)-24.14\cos(-0.003))+\\(0.988)(-20.69\sin(0.0101)-48.28\cos(0.0101))\end{pmatrix}(1.00)$$

$$Q_1^{(1)}=72.42-24.35-47.905=0.165$$

$$Q_2^{(1)}=-((0.988)^2(-65.21))$$

$$+\begin{pmatrix}(1.01)(-4.62\sin(-0.0131)-16.93\cos(-0.0131))+\\(1.00)(-20.69\sin(-0.0101)-48.28\cos(-0.0101))\end{pmatrix}(0.988)$$

$$Q_2^{(1)}=63.654-16.832-47.492=-0.67$$

$$P_i^{\text{cal}}=\begin{bmatrix}0.502\\0.554\\-1.047\end{bmatrix},Q_i^{\text{cal}}=\begin{bmatrix}0.530\\0.165\\-0.670\end{bmatrix}$$

$$\Delta P=\begin{bmatrix}-\\-0.004\\-0.003\end{bmatrix},\Delta Q=\begin{bmatrix}-\\-\\0.02\end{bmatrix}$$

以上就是第一次迭代的结果。从上述结果可知，误差超过了限定值 10^{-1}。另外，发电机 1 可以发出的最大无功功率为 10Mvar，而 Q_i^{cal} 的计算结果为 16.5Mvar，发电机 1 无功超出了其限定值。因此，在下一次迭代中，将节点 1 转换成 PQ 节点，其无功输出 Q_i^{cal} 为固定值，$Q_i^{\text{cal}}=0.165\text{pu}$。为此，在第二次迭代过程中，需基于两个 PQ 节点形成雅克比矩阵。

采用同样的过程进行下一次迭代，直至收敛。通过软件包计算得到了最终迭代结果，如图 3-17 所示。结果是对应于前面模型中给出的相同标称电压的，但由于软件需要输入真实值，所以图中相应的单位为 kV、MW 和 Mvar。

为获得所得结果的真实值，假设母线电压等级为 115kV，基准值为 100MV · A 和 115kV。线路阻抗也采用相同的值。调整之后，与图 3-17 中等效的新的潮流结果如图 3-18 所示。

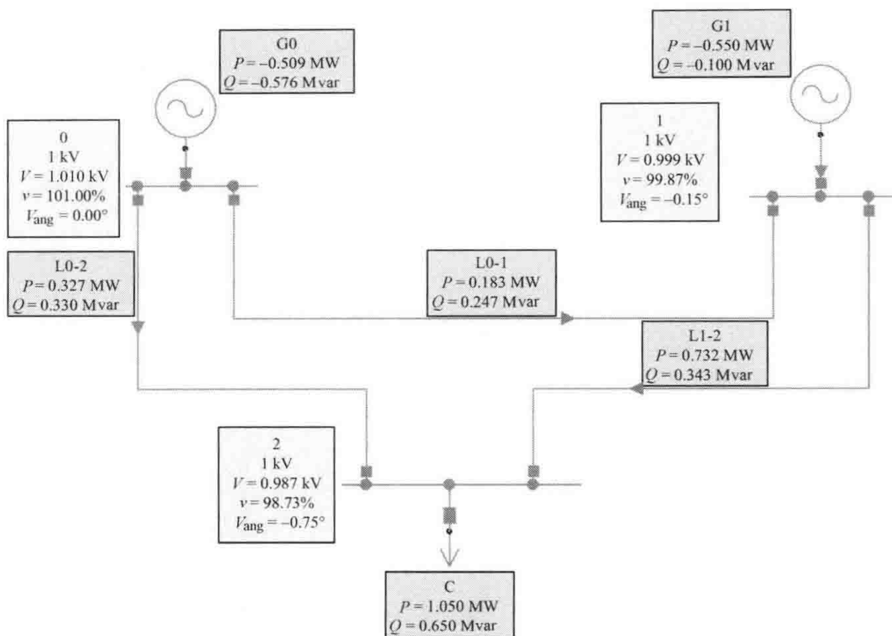


图3-17 例3.6所示系统的潮流计算结果（标幺值）

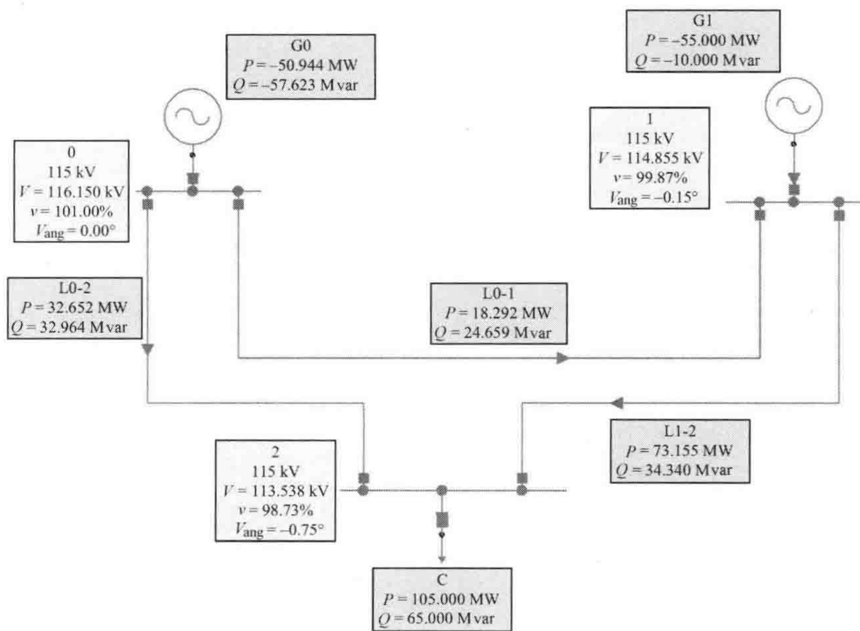


图3-18 例3.6所示系统的潮流计算结果（真实值）

【**例3.7**】采用一种电压等级为230/115/34.5/13.2的电力系统来说明潮流计算的应用。图3-19为系统单线图，表3-5给出了母线电压的额定值，表3-6和表3-7给出

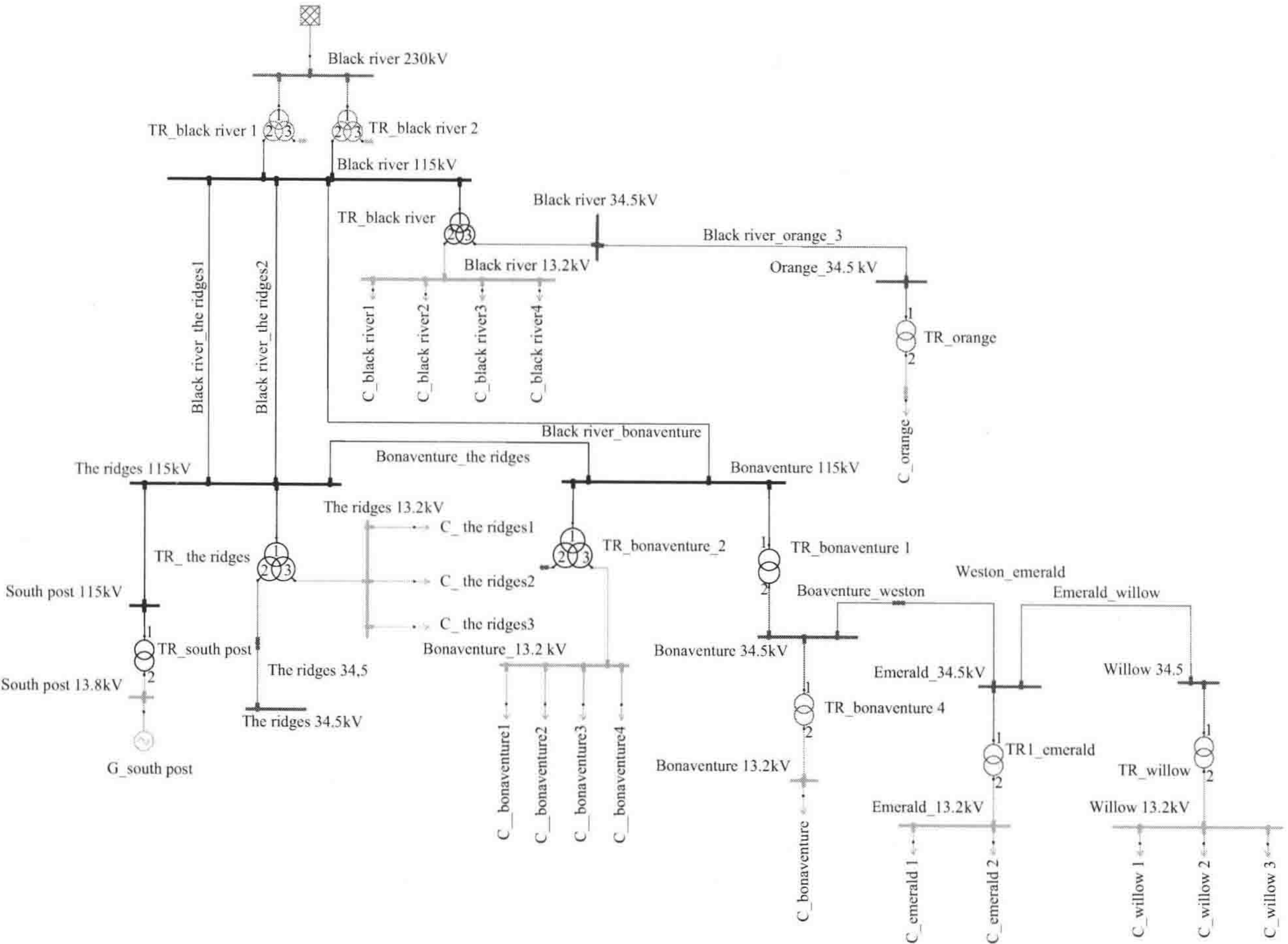


图 3-19　例 3.7 中电力系统单线图

了高、低压变压器的参数，表 3-8 给出了发电机的参数，表 3-9 和表 3-10 分别给出了母线和线路参数。

当需要知道电压水平并制定相应改善措施时需要进行潮流计算。

潮流计算用于分析正常运行情况下的系统状态，发生异常情况时，需提出相应的措施。

表 3-5　例 3.7 的母线电压额定值

母　　线	V_n/kV	母　　线	V_n/kV
THE RIDGES 115kV	115	BONAVENTURE_13. 2kV	13. 2
THE RIDGES 13. 2kV	13. 2	BONAVENTURE2_1	34. 5
THE RIDGES 34. 5kV	34. 5	EMERALD	34. 5
BLACK RIVER	13. 2	EMERALD 1	13. 1
BLACK RIVER 115kV	115	ORANGE_34. 5kV	34. 5
BLACK RIVER 13. 2kV	13. 2	ORANGE 13. 2kV	13. 2
BLACK RIVER 230kV	230	SOUTH POST 115kV	115
BLACK RIVER 34. 5kV	34. 5	SOUTH POST 13. 8kV	13. 8
BLACK RIVER 13. 8kV	13. 8	THE RIDGES1 34. 5kV	34. 5
BONAVENTURE 115kV	115	WESTON	34. 5
BONAVENTURE 13. 2kV	13. 2	WILLOW 13. 2kV	13. 2
BONAVENTURE 34. 5kV	34. 5	WILLOW 34. 5kV	34. 5

表 3-6　例 3.7 中高压变压器参数

变 压 器	S_{r12}/MV·A	S_{r23}/MV·A	S_{r31}/MV·A	V_{r1}/kV	V_{r2}/kV	V_{r3}/kV	Z_{cc12}/%	Z_{cc23}/%	Z_{cc31}/%	联结组	Tap 运行	Tap 最小	Tap 正常	Tap 最大	ΔV (%)
TR_THE RIDGES	30	30	15	115	34. 5	13. 2	8. 8	8. 8	8. 8	YNd11yn0	4	−7	0	7	−12. 5
TR_BLACK RIVER 1	90	90	90	230	115. 0	13. 8	10. 0	12. 0	25. 0	YNyn0d5	1	−10	0	14	−12. 0
TR_BLACK RIVER 2	90	90	90	230	115. 0	13. 8	10. 0	12. 0	25. 0	YNyn0d5	1	−10	0	14	−12. 0
TR_BLACK RIVER	12	12	12	115	34. 5	13. 8	7. 6	3. 3	11. 3	YNd1yn2	3	−4	0	4	−12. 5
TR_BONAVENTURE_2	22	22	22	115	34. 5	13. 8	5. 0	7. 0	9. 6	Dyn5yn5	0	−7	0	7	−12. 5

表 3-7　例 3.7 中中压变压器参数

变 压 器	S_r/MV·A	V_{r1}/kV	V_{r2}/kV	Z_{cc}(1)(%)	联结组标号	Tap 运行	Tap 最小	Tap 正常	Tap 最大	ΔV(%)
TR_ORANGE	3	34. 5	13. 2	4. 9	Dyn5	0	−3	0	3	−1. 25
TR_BONAVENTURE 1	30	115	34. 5	9. 0	YNyn0	10	1	7	15	−1. 25
TR1_EMERALD	10	34. 5	13. 8	6. 1	Dyn5	2	−5	0	5	−1. 25
TR_WILLOW	10	34. 5	13. 8	10. 3	Dyn11	0	−10	0	10	−1. 25
TR_BONAVENTURE4	10	34. 5	13. 8	12. 5	Dyn5	0	−3	0	3	−1. 25
TR_SOUTH POST	50	115	13. 8	8. 0	YNd1	2	−1	0	3	2. 5

表 3-8 例 3.7 中发电机参数

发电机	S_r/MV·A	V_r/kV	cosΦ	P_G/MW	Q_G/Mvar
G_SOUTH POST	68.8	13.8	8.0	15	13

表 3-9 例 3.7 中母线参数

负荷	P_G/MW	Q_G/Mvar	S_r/MV·A	I/kA	cosΦ
C_ORANGE	10	0.6	1.2	0.1	0.9
C_EMERALD 1	3.7	2.7	4.6	0.2	0.8
C_EMERALD2	3.1	2.3	3.8	0.2	0.8
C_BONAVENTURE	2.0	1.0	2.2	0.1	0.9
C_BLACK RIVER 2	1.3	1.0	1.6	0.1	0.8
C_BLACK RIVER 1	3.5	2.6	4.3	0.2	0.8
C_BLACK RIVER 3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.9
C_BLACK RIVER 4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
C_WILLOW 2	1.1	0.8	1.3	0.1	0.8
C_WILLOW 1	1.1	0.8	1.3	0.1	0.8
C_WILLOW 3	1.1	0.8	1.3	0.1	0.8
C_BONAVENTURE4	4.7	3.5	5.9	0.3	0.8
C_BONAVENTURE 3	4.3	3.2	5.4	0.2	0.8
C_BONAVENTURE 2	1.5	1.1	1.9	0.1	0.8
C_BONAVENTURE 1	4.0	2.9	5.0	0.2	0.8
C_THE RIDGES 1	1.1	0.8	1.4	0.1	0.8
C_THE RIDGES 3	5.2	3.9	6.5	0.3	0.8
C_THE RIDGES 2	4.9	3.6	6.1	0.3	0.8

表 3-10 例 3.7 中线路参数

线路	Long/km	$R(1)$/(Ω/km)	$X(1)$/(Ω/km)	$C(1)$/(μF/km)	$B(1)$/(μS/km)	$R(0)$/(Ω/km)	$X(0)$/(Ω/km)	$B(0)$/(μS/km)	$I_r$max (downstream)/A	母线至母线	
L_BLACK RIVER_ORANGE_3	9.6	0.4	0.5	0.0	4.6	0.5	1.9	2.1	340	BLACK RIVER 34.5kV	ORANGE_34.5kV
BONAVENTURE_WESTON	2.5	0.2	0.4	0.0	4.4	0.5	1.7	2.4	434	WESTON	BONAVENTURE 34.5kV
WESTON_EMERALD	1.6	0.2	0.4	0.0	4.4	0.5	1.7	2.4	434	WESTON	EMERALD
EMERALD_WILLOW	20.2	0.2	0.4	0.0	4.4	0.5	1.7	2.4	434	EMERALD	WILLOW 34.5kV
BLACK RIVER_THE RIDGES1	12.0	0.1	0.5	0.0	3.4	0.2	0.9	2.4	0	THE RIDGES 115kV	BLACK RIVER 115kV

（续）

线　路	Long/km	$R(1)$/(Ω/km)	$X(1)$/(Ω/km)	$C(1)$/(μF/km)	$B(1)$/(μS/km)	$R(0)$/(Ω/km)	$X(0)$/(Ω/km)	$B(0)$/(μS/km)	$I_r$max (downstream)/A	母线至母线	
L_THE RIDGES_SOUTH POST 115kV	0.1	0.1	0.5	0.0	3.4	0.2	0.9	2.4	0	SOUTH POST 115kV	THE RIDGES 115kV
EMERALD_WILLOW 2	20.2	0.2	0.4	0.0	4.4	0.5	1.7	2.4	434	EMERALD	WILLOW 34.5kV
L_THE RIDGES 34.5kV	0.3	0.2	0.4	0.0	4.4	0.5	1.7	2.4	434	THE RIDGES1 34.5kV	THE RIDGES 34.5kV
BLACK RIVER_BONAVENTURE	10.0	0.1	0.5	0.0	3.4	0.2	0.9	2.4	0	BLACK RIVER 115kV	BONAVENTURE 115kV
BLACK RIVER_THE RIDGES 2	12.0	0.1	0.5	0.0	3.4	0.2	0.9	2.4	0	BLACK RIVER 115kV	THE RIDGES 115kV
BONAVENTURE_THE RIDGES	9.1	0.1	0.5	0.0	1.7	0.4	1.6	0.0	0	BONAVENTURE 115kV	THE RIDGES 115kV

采用软件运行了基本条件下的潮流，图3-20用图给出了计算结果。图中，Willow节点34.5kV和13.2kV侧电压标幺值分别为0.91和0.902，低于电压允许的偏差范围±5%，将采用以下措施解决这一问题：

- 在13.2kV Willow母线处加装无功补偿器；
- 调节连接34.5kV与13.2kV Willow线的变压器的分接头；
- 在34.5kV Emerald节点与34.5kV Willow节点间加一条线路。

其中一种补偿手段是加装无功补偿器，为了使13.2kV Willow母线电压达到标称电压1pu，需要加装3.36Mvar的无功补偿容量。所得的结果见图3-21，如图所示，Willow节点34.5kV和13.2kV侧新的电压标幺值分别为0.963和1.0，证明了所用方法的有效性。

还有一种措施就是调节连接34.5kV与13.2kV Willow线的变压器的分接头。如图3-22所示，将低压侧电压调节成1pu需将分接头调节到“7”，这种情况下，虽然34.5kV Willow母线节点电压不是1.00，但是明显得到了改善。

最后一种方法是在34.5kV Emerald节点与34.5kV Willow节点间另加一条线路，结果如图3-23所示。在这种情况下，虽然34.5kV侧的Willow母线电压提升了，但是仍不合格。13.2kV侧的Willow母线电压也在允许偏差范围外。实际上，这种措施主要用于初始线路过载的情况下。

除上述措施外，还可以分析其他的方法，如增加34.5kV Emerald母线和34.5kV Willow母线间输电线路截面，或加入串并联补偿器。通常，为了找到优化方案，需要进行一系列的计算比较，最终采用的方案可能是考虑了经济性等因素的多种方案的组合。

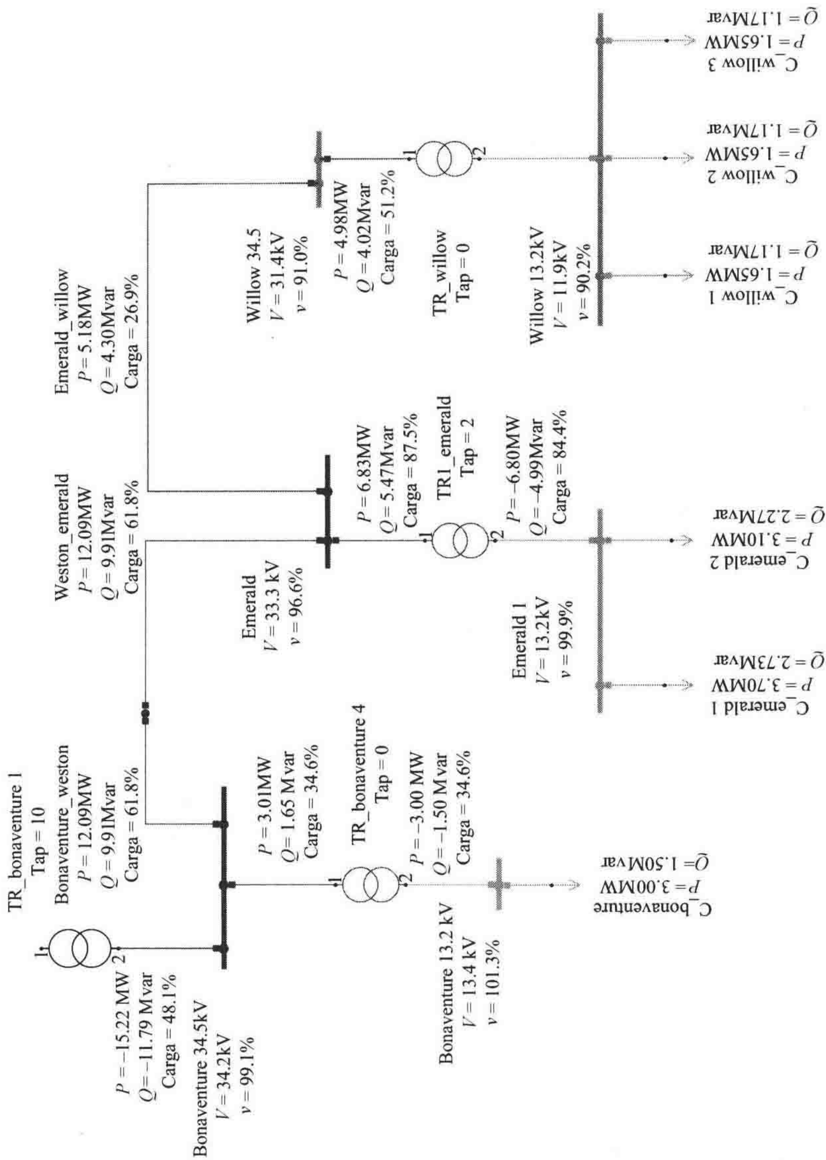


图 3-20 例 3.7 中电力系统的局部潮流

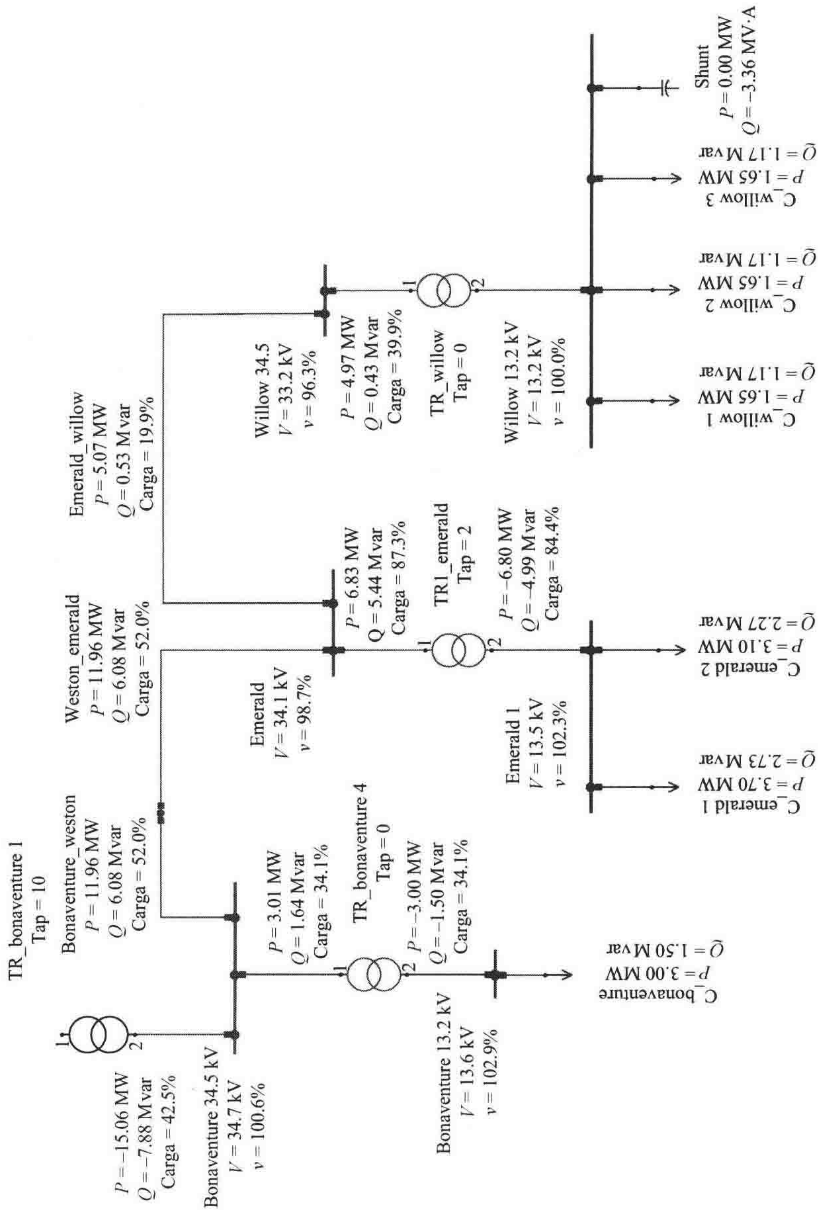


图 3-21　在 13.2kV Willow 节点上加装无功补偿装置的母线电压值

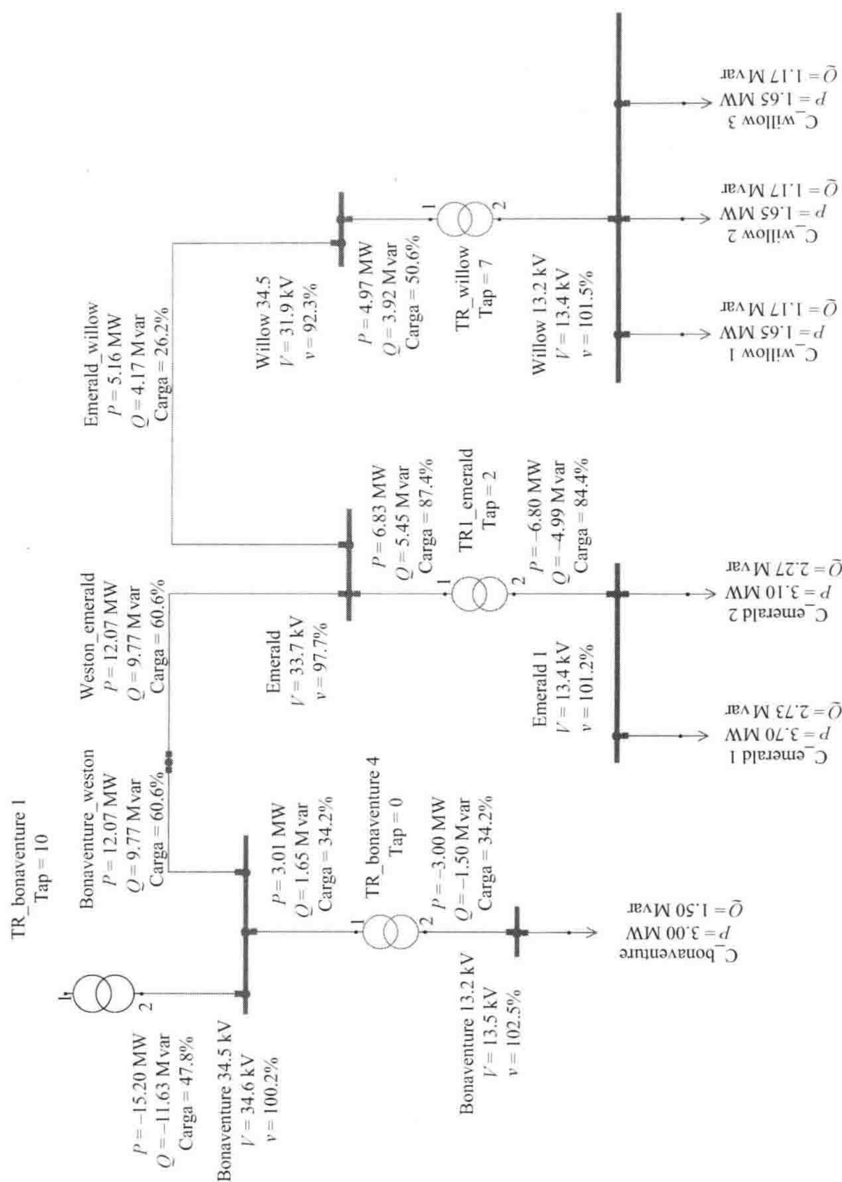


图3-22 调节变压器分接头位置的母线电压值

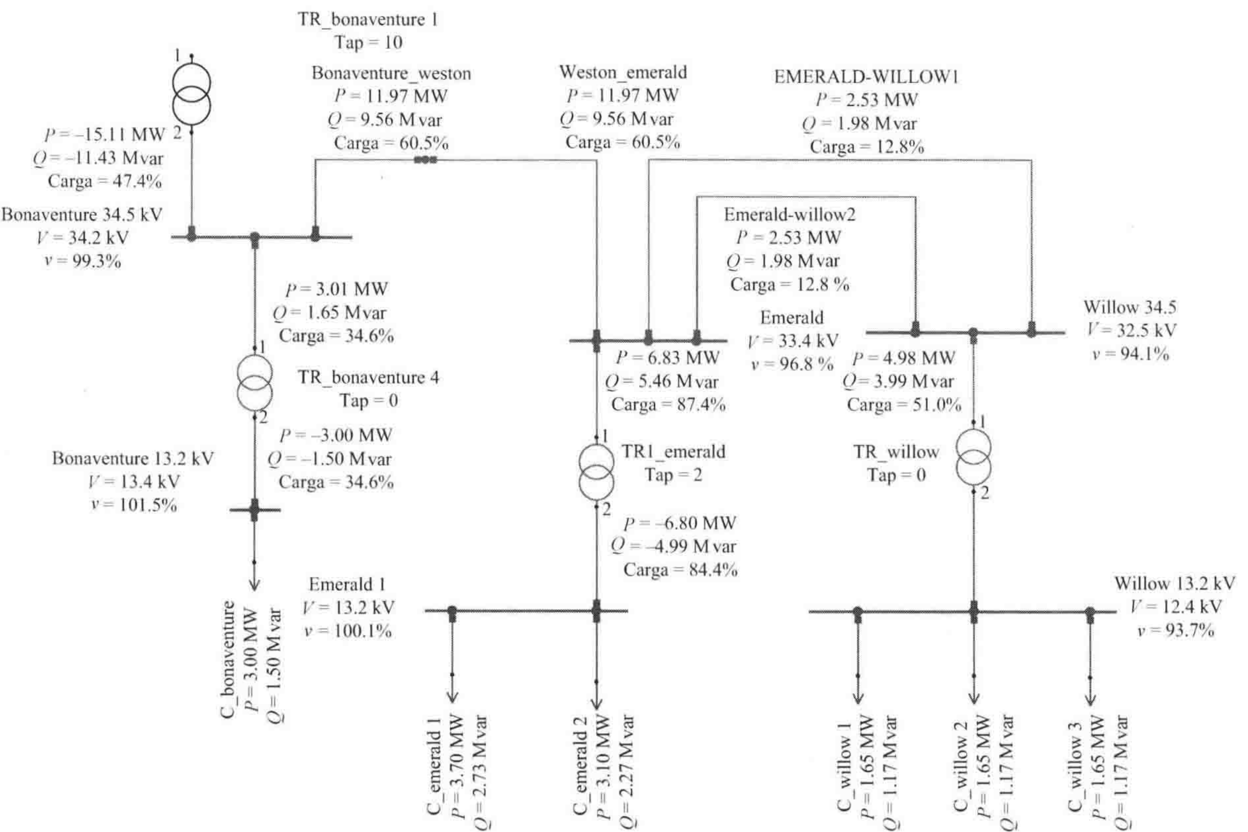


图 3-23 增加一条新线路的母线电压值

3.6 辐射状潮流概念

电力系统分析通常基于高效的算法并采用软件进行，但这并不能完全替代手算，尤其是在小型系统中。直到 20 世纪 60 年代中期人们开始使用计算机前，大系统的分析仍然是借助于模拟屏。

现在，可采用灵活经济可行的软件实现综合分析。这一节介绍两个主要的电力系统分析工具——潮流和短路计算的基础架构。

配电系统可采用一些标准算法，如牛顿-拉夫逊法和高斯-塞德尔法，但是最好采用针对辐射网设计的程序，原因如下：

- 电力系统通常具有较高的 X/R 比值。
- 专为配电系统设计的程序比用于输电系统的程序更简单有效。

这种方法所需的存储空间少，并且精度高。另外，执行简单且收敛速度快。

3.6.1 理论基础

分析辐射线路最简单的方法是采用如图 3-24 所示示例。

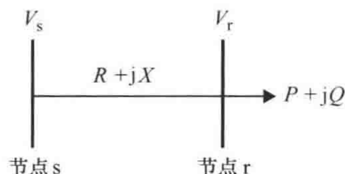


图 3-24 两节点系统

$$\overline{V}_s - \overline{V}_r = \overline{I}(R+jX) \tag{3-32}$$

式中 s 为首节点；r 为末节点；V_s 为首节点的电压幅值；V_r 为末节点的电压幅值；P，Q 为线路的有功和无功；R，X 为支路电阻和电抗。

电流向量可用式（3-33）表示：

$$\overline{I} = \frac{P - jQ}{\overline{V}_r^*} \tag{3-33}$$

从而有

$$(V_s\angle\theta_s) - (V_r\angle\theta_r) = \frac{(P-jQ)(R+jX)}{(V_r\angle-\theta_r)} \tag{3-34}$$

$$(V_s\angle\theta_s)(V_r\angle-\theta_r) - V_r^2 = (PR+QX) + j(PX-QR) \tag{3-35}$$

通过分离实部虚部有

$$V_sV_r\mathrm{Cos}(\theta_s-\theta_r) - V_r^2 = PR+QX \tag{3-36}$$

$$V_sV_r\mathrm{Sin}(\theta_s-\theta_r) = PX-QR \tag{3-37}$$

对式（3-36）和式（3-37）求平方有

$$V_s^2\ V_r^2\mathrm{Cos}^2(\theta_s-\theta_r) = (V_r^2+(PR+QX))^2 \tag{3-38}$$

$$V_s^2\ V_r^2\mathrm{Sin}^2(\theta_s-\theta_r) = (PX-QR)^2 \tag{3-39}$$

$$\mathrm{Cos}^2(\theta_s-\theta_r) + \mathrm{Sin}^2(\theta_s-\theta_r) = 1 \tag{3-40}$$

式（3-38）与式（3-39）相加可得

$$V_s^2\ V_r^2 = V_r^4 + 2\ V_r^2(PR+QX) + P^2R^2 + 2PXQR + Q^2X^2 + P^2X^2 - 2PXQR + Q^2R^2 \tag{3-41}$$

通过合并项有

$$V_s^2 \cdot V_r^2 = V_r^4 + 2\ V_r^2(PR+QX) + P^2(R^2+X^2) + Q^2(R^2+X^2) \tag{3-42}$$

$$V_s^2 V_r^2 = V_r^4 + 2V_r^2(PR+QX) + (P^2+Q^2)(R^2+X^2) \tag{3-43}$$

最终有

$$V_r^4 + (2(PR+QX) - V_s^2)V_r^2 + (P^2+Q^2)(R^2+X^2) = 0 \tag{3-44}$$

图3-19所示负荷节点的 V_r 可以通过求解式（3-44）获得，其值与相角无关。二次型等式很容易求解。P 和 Q 为连接在节点 r 处网络的等效值。

有功和无功功率损失可以通过电流幅值计算，表达式分别为 I^2R 和 I^2X，电流幅值的计算表达式为

$$I = \frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{V_r} \tag{3-45}$$

$$L_p = \frac{R(P^2+Q^2)}{V_r^2} \tag{3-46}$$

$$L_q = \frac{X(P^2+Q^2)}{V_r^2} \tag{3-47}$$

式中 L_p 为支路有功损失；L_q 为支路无功损失。

3.6.2 配电网模型

3.6.2.1 三相平衡模型

三相模型用标幺值所示的电阻和电抗表示。若线路不是很长，大多数情况下可忽略电容的影响。

包含无功补偿电容器的所有负荷都由额定标幺电压（1.0pu）下的有功（P_0）、无功（Q_0）表示。电压变化的影响表示为

$$P = P_0 V^k \tag{3-48}$$

$$Q = Q_0 V^k \tag{3-49}$$

式中 V 为电压幅值；$k=0$ 恒功率负荷；$k=1$ 恒电流负荷；$k=2$ 恒阻抗负荷。

k 值随负荷特性变化。

3.6.2.2 三相不平衡网络

该模型基于以下考虑：任何配电线都是由单相、两相或三相和中性线组成，中性线接地并处在地电位，大多数情况下都会采用这种近似处理方式。三相负载为三个星形连接的单相负载。

3.6.3 节点和支路辨识

为便于实现辐射状潮流计算和馈线重构的软件，需要对每个元件进行编码以实现有效的数据处理。本节提出的方法充分考虑了馈线的辐射状特性以及所有支路上潮流的单向流动性，将每个分支的名称与两个端节点的名称关联。对节点的名称没有严格的限制，因此节点的名称可以是数字、字母或两者的组合，而且在全网中是唯一的。

提出的方法针对辐射型馈线，其所有支路功率向一个方向流动。每个分支的名称始终与各自的端节点的名称相关联。配置任何馈线后，能够识别从任何节点到电源的

路径。使用两个列来配置馈线，将右手列的节点连接到左手列的节点。

用存储在数据库表中的馈线支路的两列列表，从电源节点开始，依次确定一个或多个分支的末端的一个或多个相关节点，从而可确定任何馈线的配置。由于不要求对数据库中的原始节点进行初始化排序，因此该方法非常灵活、快速。

配置所有馈线后，就能够识别从任何节点到电源的路径。为了实现这一点，使用所配置的馈线的两列。开始连接考虑的节点，从右手侧的列到左手侧的列。然后建立一个最后节点和下一个向上具有右手侧的列相同名称的节点之间新的连接。该过程循环进行直到电源节点为止。

如果有任何支路连接发生变化，该方法可以根据确定的支路断开和接入信息很容易地识别出需重新配置的馈线，整个过程仍然确保馈线的单电源辐射性。

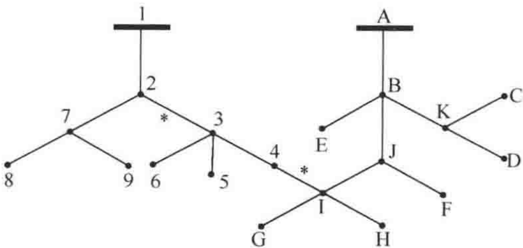


图 3-25 以数字和字母命名的两馈线系统

3.6.4 节点和支路辨识示例

为了说明该方法的优点，图 3-25 给出了两条需要配置的馈线，图 3-26 给出

1.数据库

	C	K
	7	8
	B	K
	2	7
	H	I
	6	3
	E	B
	5	3
	F	J
	I	2
	9	7
	B	J
	3	4
NC *	3	2
	K	D
	A	B
	I	G
	I	J
NO *	4	I

备注：SN：激励节点
RN：受励节点
NC：常闭
NO：常开

2.初始化配置

i) 数字编号线路

SN	RN
1	2
2	3
2	7
3	6
3	4
3	5
7	9
7	8

ii) 字母编号线路

A	B
B	E
B	K
B	J
K	C
K	D
J	I
J	F
I	G
I	H

3.重新配置线路

闭合 4-1
断开 2-3

i) 数字编号线路

1	2
2	7
7	9
7	8

ii) 字母编号线路

A	B
B	E
B	K
B	J
K	C
K	D
J	I
J	F
I	4
I	H
I	G
4	3
3	5
3	6

线路显示连接节点5的负荷与电源节点之间的路径

图 3-26 示例系统的两馈线系统辨识

了各支路的两节点列。* 号表示该支路上有开关。初始数据库以随机方式列出支路，第二个数据库给出了两条馈线的配置，最后一个数据库给出了开关操作（闭合4-2，断开 2-3）后的配置。

为了说明对系统进行节点编号的优点，将第一条馈线的节点用数字编号，第二条馈线的节点用字母编号。该方法的主要优点如下：

- 任何支路属于哪条馈线，都可以用简单且唯一的方式对其进行辨识。
- 易于从任何节点追溯到电源节点。
- 支路的初始输入可以按任何顺序。
- 无需区分支路的首节点和末节点。

3.6.5 辐射状潮流算法

该算法电源节点的 P 和 Q 已知，从最末端节点开始前推计算，上游节点的功率等于下游节点的功率加上计算得到的支路损耗，直至获得电源点的等效功率，则开始下行回代计算。下行过程计算各节点的电压，当电压或功率达到收敛条件时，迭代过程结束。

图 3-27 示出了算法，具体步骤如下。

- 读取网络数据，包括线路阻抗、电源点电压与节点注入功率。
- 初始化节点电压。
- 计算每一个节点的等效功率：通过取关联节点的 P、Q 值并加上支路功率损耗率，这是前推过程。
- 用计算得到的节点等效功率，从电源点开始，向下重新计算每个节点的电压，这是回代过程。
- 基于新的节点电压再次执行前推计算，然后再回代计算电压，直至满足收敛条件。
- 收敛条件可以是前推过程的损耗或回代过程的电压。示例如图 3-28所示。

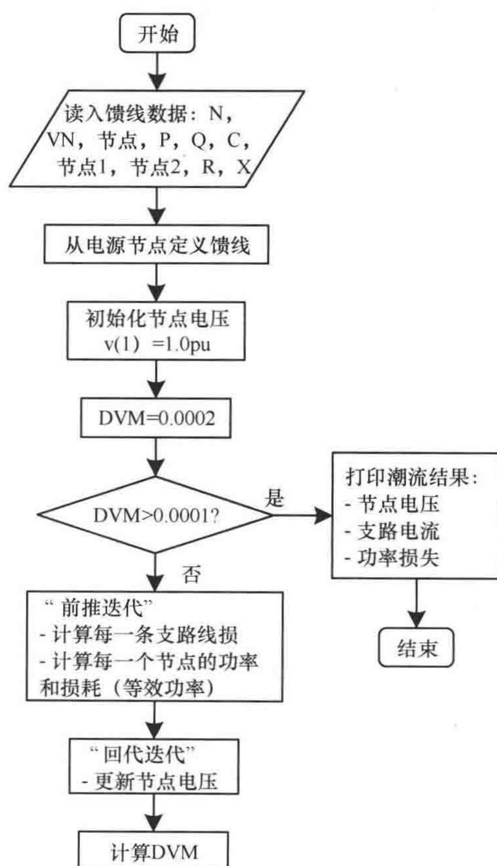


图 3-27 辐射系统潮流计算

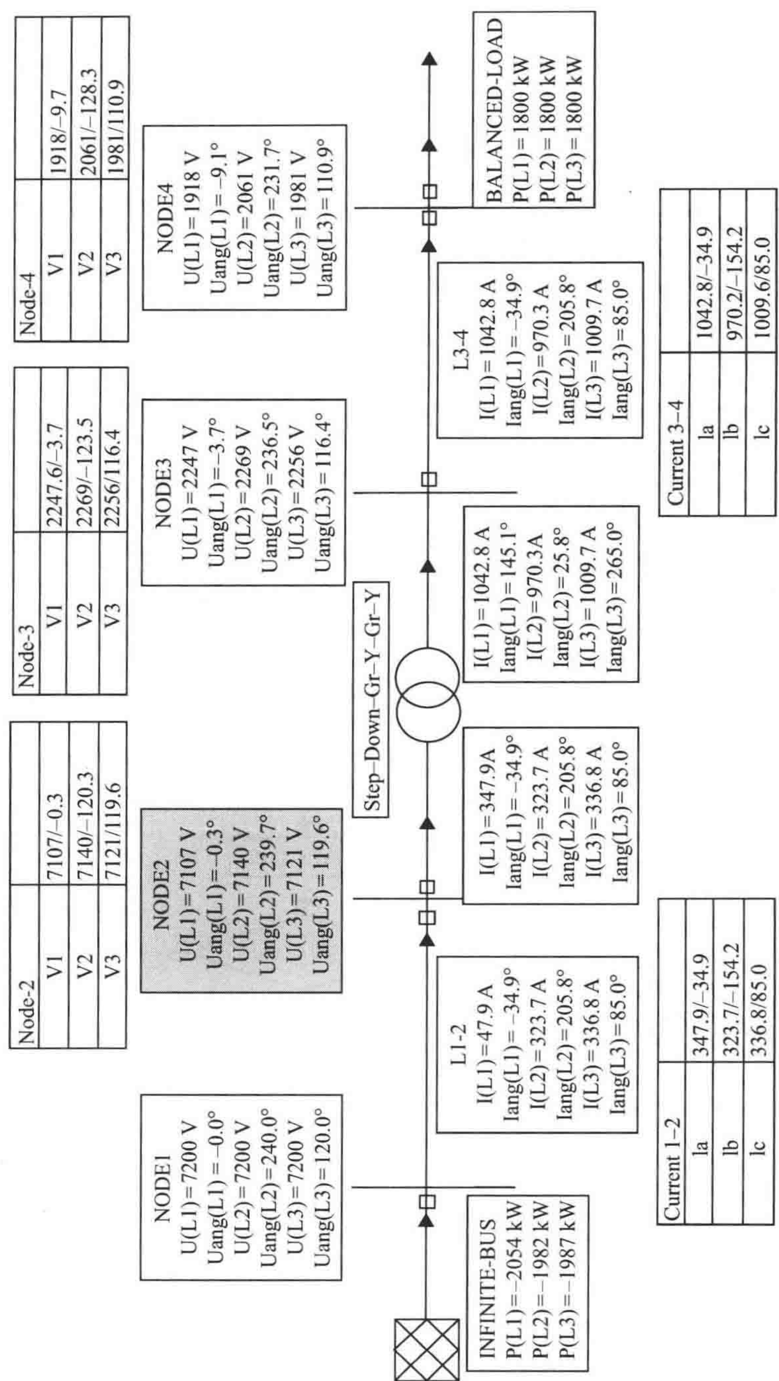


图 3-28 带平衡负载的 YN-y 型降压变压器

练习

3.1 由线路 $Z = 1.44 + j3\Omega$ 连接 $V_1 = 450\angle -2°$ 和 $V_2 = 440\angle 48°$ 两个电压源。计算每一个电源的复功率和线损。

3.2 使用任何计算软件包（如 MATLAB）以牛顿-拉夫逊法来解决例 3.6 的问题。

第 4 章　短路电流计算

短路电流计算是电力系统分析中不可或缺的一部分，其计算结果可用于多个方面，如断路器等设备配置、接地网设计、保护整定、谐波电流畸变率评估以及电弧分析等。

4.1　短路电流特性

进行短路电流计算时，需要考虑两个会导致电流随时间变化的因素：

- 直流分量的存在。
- 短路故障下发电机的动作机制。

图 4-1 所示的 *R-L* 电路可用来说明上述概念：

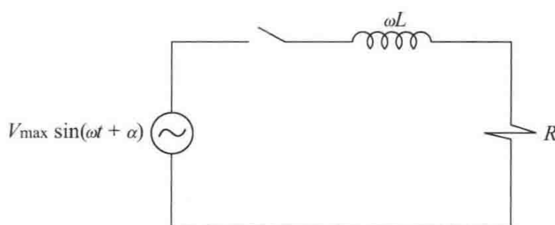


图 4-1　*R-L* 电路

$$e(t)=L\frac{\mathrm{d}i(t)}{\mathrm{d}t}+Ri(t) \tag{4-1}$$

上述短路电流表达式为一个微分方程，其解包含两个部分：

$$i(t)=i_{\mathrm{h}}(t)+i_{\mathrm{p}}(t) \tag{4-2}$$

式中　$i_{\mathrm{h}}(t)$ 为齐次方程解，对应暂态分量；$i_{\mathrm{p}}(t)$ 为方程特解，对应稳态分量。

根据微分方程求解方法可知，该方程完整解为

$$i(t)=\frac{V_{\max}}{Z}\left[\sin(\omega t+\alpha-\theta)-\sin(\alpha-\theta)\mathrm{e}^{-\left(\frac{R}{L}\right)t}\right] \tag{4-3}$$

式中

$$Z=\sqrt{(R^2+\omega^2L^2)} \tag{4-4}$$

该解中第一部分呈正弦变化，称为交流（AC）分量，第二部分呈指数型衰减，称为直流（DC）分量。

α 为故障合闸角，表示故障发生时刻所对应的相位。

θ 定义为 $\arctan\left(\frac{\omega L}{R}\right)$。

非对称短路全电流有效值可由式（4-5）得到：

$$I_{\text{rms asym}} = \sqrt{I_{\text{rms}}^2 + I_{\text{DC}}^2} \tag{4-5}$$

该方程特解具有如下形式：

$$i_{\text{p}}(t) = A\sin(\omega t + \alpha) + B\cos(\omega t + \alpha)$$

$$\frac{\mathrm{d}i_{\text{p}}(t)}{\mathrm{d}t} = A\omega\cos(\omega t + \alpha) - B\omega\sin(\omega t + \alpha)$$

该解的一般表达式为

$$e_{\text{p}}(t) = L\frac{\mathrm{d}i_{\text{p}}(t)}{\mathrm{d}t} + Ri_{\text{p}}(t)$$

$$V_{\text{m}}\sin(\omega t + \alpha) = AR\sin(\omega t + \alpha) + BR\cos(\omega t + \alpha) + AL\omega\cos(\omega t + \alpha) - BL\omega\sin(\omega t + \alpha)$$

通过直接比较,可知

$$V_{\text{m}} = AR - B\omega L$$

$$0 = BR + A\omega L$$

$$B = -A\frac{\omega L}{R}$$

变换该表达式形式：

$$V_{\text{m}} = AR + A\frac{\omega^2 L^2}{R}$$

$$V_{\text{m}}R = AR^2 + A\omega^2 L^2$$

$$A = \frac{R}{R^2 + \omega^2 L^2}V_{\text{m}}$$

$$B = -\frac{\omega L}{R^2 + \omega^2 L^2}V_{\text{m}}$$

$$i_{\text{p}}(t) = V_{\text{m}}\frac{R}{R^2 + \omega^2 L^2}\sin(\omega t + \alpha) - V_{\text{m}}\frac{\omega L}{R^2 + \omega^2 L^2}\cos(\omega t + \alpha)$$

可采用如下表达方式（为便于理解，参见图 4-2）：

$$\cos\theta = \frac{R}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

$$\sin\theta = \frac{\omega L}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

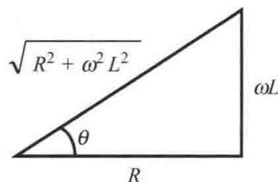


图 4-2　阻抗成分

综上，特解可转化为如下表达形式：

$$i_{\text{p}}(t) = \frac{V_{\text{m}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}\left[\frac{R}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}\sin(\omega t + \alpha) - \frac{\omega L}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}\cos(\omega t + \alpha)\right]$$

$$i_{\text{p}}(t) = \frac{V_{\text{m}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}[\sin(\omega t + \alpha)\cos\theta - \cos(\omega t + \alpha)\sin\theta]$$

$$i_{\text{p}}(t) = \frac{V_{\text{m}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}[\sin(\omega t + \alpha - \theta)]$$

而为得到齐次方程解，需求解的方程具有如下形式：

$$Ri_{\mathrm{h}}(t)+L\frac{\mathrm{d}i_{\mathrm{h}}(t)}{\mathrm{d}t}=0$$

$$i_{\mathrm{h}}(t)=K\mathrm{e}^{-\frac{R}{L}t}$$

由于 $i(t)=i_{\mathrm{h}}(t)+i_{\mathrm{p}}(t)$，则有

$$i(t)=K\mathrm{e}^{-\frac{R}{L}t}+\frac{V_{\mathrm{m}}}{\sqrt{R^2+\omega^2L^2}}[\sin(\omega t+\alpha-\theta)]$$

对于初始条件，$t=0^+\rightarrow i(t)=0$，有

$$0=K+\frac{V_{\mathrm{m}}}{\sqrt{R^2+\omega^2L^2}}[\sin(\alpha-\theta)]$$

$$K=-\frac{V_{\mathrm{m}}}{\sqrt{R^2+\omega^2L^2}}[\sin(\alpha-\theta)]$$

最终可得

$$i(t)=-\frac{V_{\mathrm{m}}}{\sqrt{R^2+\omega^2L^2}}[\sin(\alpha-\theta)]\mathrm{e}^{-\frac{R}{L}t}+\frac{V_{\mathrm{m}}}{\sqrt{R^2+\omega^2L^2}}[\sin(\omega t+\alpha-\theta)]$$

$$i(t)=\frac{V_{\mathrm{m}}}{\sqrt{R^2+\omega^2L^2}}[\sin(\omega t+\alpha-\theta)-\sin(\alpha-\theta)\mathrm{e}^{-\frac{R}{L}t}]$$

图4-3显示了在 α 与 θ 之间差值不同的情况下电流随时间的变化。

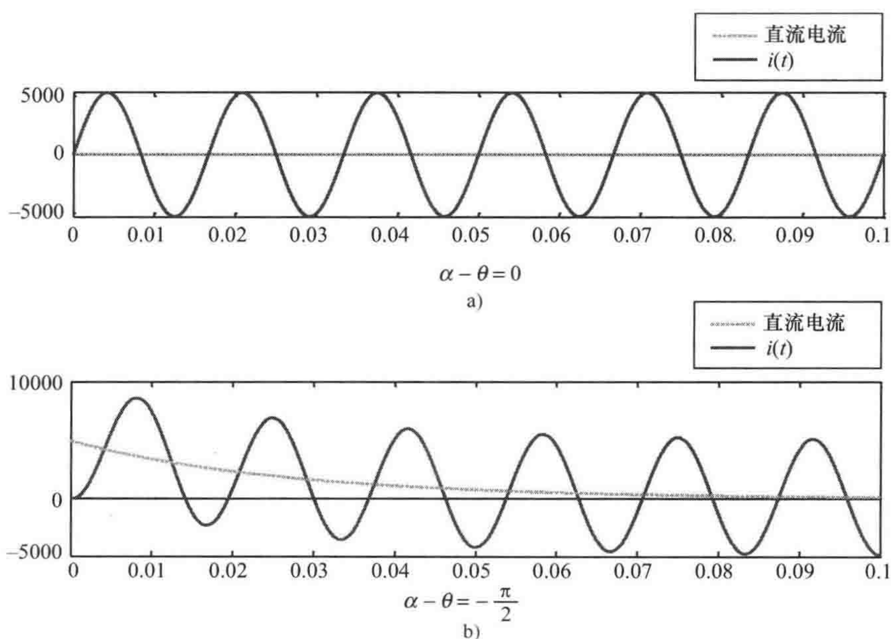


图4-3 直流（DC）分量引发的故障电流变化

【例 4.1】在 MATLAB 环境下编写代码，实现故障发生后 0.05s 内的故障电流计算，并画出图 4-1 所示电路的故障交流分量、故障直流分量和故障全电流分别对应的曲线图。

为求解该问题，编写代码如下：

```
V=input('Write the Voltage pre-fault (in V): ');
R=input('Write the equivalent resistance of the system (in ohms): ');
L=input('Write the equivalent inductance of the system (in hernies): ');
f=input('Write the nominal frequency (in hertz): ');
alpha=input('Write the angle when the fault occurred (in degree): ');

Vm=V/sqrt(3);
angle=alpha*(pi()/180);
w=2*pi()*f;
theta=atan(w*L/R);
Z=sqrt((R^2)+((w*L)^2));

t=[0:0.0001:0.05]';

i_ac=(Vm/Z).*(sin(w.*t+angle-theta));
i_dc=(-Vm/Z)*(sin(angle-theta).*exp(-(R/L).*t));
i=i_ac+i_dc;

result=[t, i_ac, i_dc, i];
disp(' ')
disp(' t[s] iAC(t)[A] iDC(t)[A] i(t)')
disp(result)

plot (t,i_ac,'-g')
hold on
plot(t,i_dc,'-r')
hold on
plot(t,i,'-b')
xlabel('Time (sec)')
ylabel('Current (Amp)')
title('Asymmetrical Fault Current')
hleg1 = legend('AC Current','DC Current','Total
Current','Location','NorthEastOutside');
```

图 4-4 显示了在电路参数为 $R=1.5\Omega$，$L=0.032\text{H}$，$\alpha=30°$的情况下，例 4.1 所对应的故障交流分量、故障直流分量和故障全电流的曲线图。

当故障发生在旋转元件附近时，会产生一个逐渐衰减的交流电流，该过程类似于本章之前所述的将交流电源加于 R-L 回路的过程。其中，由于磁路本身的属性，旋转元件绕组中的磁通量不能突变，导致了电流的逐渐衰减。也就是说，随着感应电流磁动势的减少，磁通量降低，电流也随之从初始时刻的峰值逐渐衰减，该过程如图 4-5 所示。这种电磁影响，称为电枢反应。

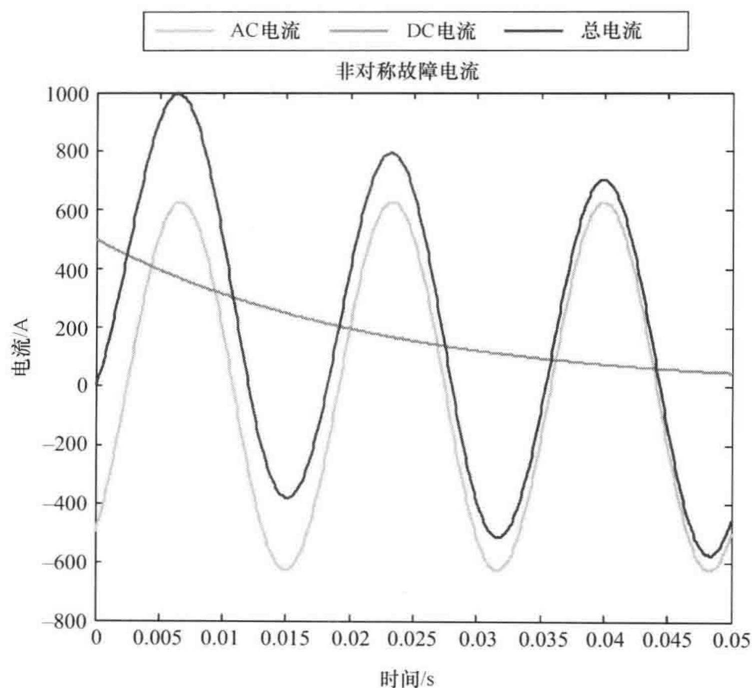


图 4-4 例 4.1 的结果

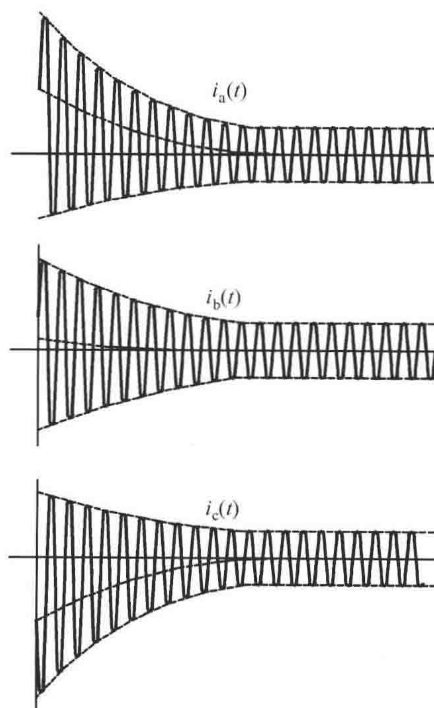


图 4-5 发电机端短路故障对应的暂态电流

上述发电机引发的物理过程，使计算变得十分复杂，为简化计算，可将发电机看成一个随时间变化的电抗。而在大多数实际案例中，可将该电抗的变化进一步划分为3个层次，这种处理不会在计算结果中产生明显的误差。由图4-6可知，电流随时间的变化$I(t)$靠近三个离散的电流层次I''、I'和I，分别为次暂态、暂态和稳态电流，相应的直轴电抗值表示为X''_d、X'_d和X_d。对每一个直轴电抗值，随时间变化的典型过程如图4-7所示。

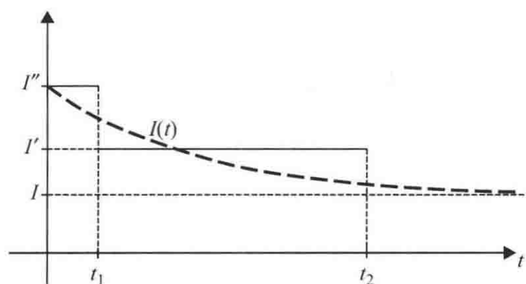


图4-6　发电机端短路故障引发的电流变化

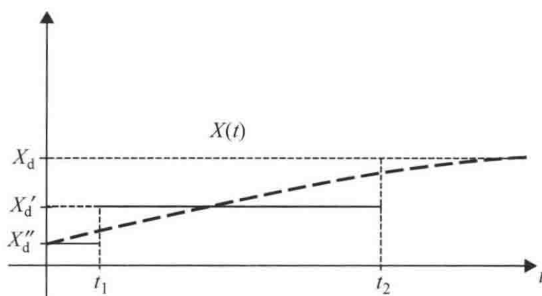


图4-7　故障时发电机电抗的变化

故障发生时，同步电机存在电枢反应，并且电弧无法瞬间消失，导致电流快速下降，从而引起故障中短路电流水平的大幅度变化。因此，为得到不同应用环境下准确恰当的电流值，短路电流计算需要考虑多种因素。

本章以下部分介绍的短路电流计算，专指用于开关选择及保护继电器等设备设置的短路电流计算，即所谓的电流整定。ANSI/IEEE 标准 C37 和 IEC 6090 给出了4种电流类型，分别为首周期（暂态）、峰值、开断、时延（稳态）电流。

首周期电流，也称为暂态电流，为故障发生时刻之后首个半周期出现的电流。在欧洲的相关标准中，该值用I''_k来表示，其为断路器及保护装置在故障发生时所检测到的电流，因此也称为闭锁电流。计算该值时，需考虑直流电流的叠加作用，不考虑电源处交流电流的衰减，并使用电机次暂态阻抗。不同于首周期电流所对应的非对称全电流的有效值，峰值电流对应的是故障发生后首周期内的最大电流。

开断电流也称为接触点断开电流，各类开断设备必须明确此参数。在欧洲标准中，

该值被称为断开电流，一般使用故障发生后3~5个周期的数据来计算。计算时，需考虑直流电流的叠加作用以及交流电流的部分衰减。时延或稳态短路电流对应于故障发生后6~30个周期的数据，该值不考虑直流电流的叠加作用以及同步电机和电磁感应的影响，但计算该类电流时，需使用暂态甚至更大的一个电抗值。

根据IEEE 399—1990标准，整理用于不同类型电流整定的阻抗值，如图4-8所示。计算时，基于该电流值是否包含直流分量来区分其是否对称。另外，峰值电流可通过有效值乘以$\sqrt{2}$来得到。

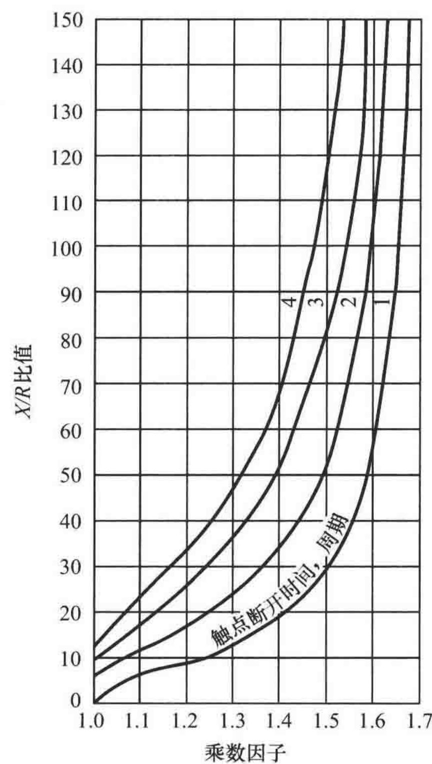


图4-8 三相短路及两相接地短路故障对应的乘数因子
（来自IEEE 551—2006）

非对称电流有效值通过直流分量与交流分量的方均根得到，如式（4-6）所示：

$$I_{\mathrm{rms}} = \sqrt{I_{\mathrm{DC}}^2 + I_{\mathrm{AC}}^2} \tag{4-6}$$

4.2 故障电流整定计算

计算开关的闭合电流时，需考虑瞬时电流。一般而言，在首半波后，直流和交流分量均衰减为初始值的90%。由此可知，电流有效值为

$$
\begin{aligned}
I_{\text{rms. asym. closing}} &= \sqrt{I_{DC}^2 + I_{\text{AC. rms. sym}}^2} \\
&= \sqrt{(0.9\sqrt{2}V/X_d'')^2 + (0.9V/X_d'')^2} \\
&= 1.56V/X_d'' = 1.56I_{\text{rms. sym}}
\end{aligned} \tag{4-7}
$$

通常取乘数 1.6，这在设备制造商及国际标准中被广泛使用，因此，在进行此类计算时，可直接使用该值。

峰值电流可通过直流与交流分量的加和得到，需要注意的是，本例中，该交流分量采用的乘数为 2，所以有

$$
\begin{aligned}
I_{\text{peak}} &= I_{\text{DC}} + I_{\text{AC}} \\
&= (0.9\sqrt{2V}/X_d'') + (0.9\sqrt{2V}/X_d'') \\
&= 2.55I_{\text{rms. sym}}
\end{aligned} \tag{4-8}
$$

为计算开关的可断开电流，可使用前述的开断电流有效值，其同时考虑了直流与交流分量，即：

$$I_{\text{rms. asym. int}} = \sqrt{I_{\text{DC}}^2 + I_{\text{AC. rms. sym. int}}^2}$$

将上式中的直流分量转换为指数表达形式，有

$$
\begin{aligned}
I_{\text{rms. asym. int}} &= \sqrt{(\sqrt{2}I_{\text{rms. sym. int}}\mathrm{e}^{-\left(\frac{R}{L}\right)^t})^2 + I_{\text{rms. sym. int}}^2} \\
&= I_{\text{rms. sym. int}}\sqrt{2\mathrm{e}^{-2\left(\frac{R}{L}\right)^t} + 1}
\end{aligned} \tag{4-9}
$$

根据 ANSI C37.5—1979 标准，表达式$\frac{I_{\text{rms. asym. int}}}{I_{\text{rms. sym. int}}}$的值由$\frac{X}{R}$的值及开关断开时间得到，相关乘数见图 4-8。

为举例证明图 4-8 所示曲线对各类情况的适用性，考虑一个全分断周期为两个周波的断路器，其中，一个周波由继电器动作占用，另一个周波与开关机械操作有关。

设频率 f 为 60Hz，$\frac{X}{R}$为 50，断开时刻 $t=2$ 周期 $=0.033\text{s}$，那么$(X/R)=(\omega L/R)=50$。

因此$(L/R)=(50/\omega)=(50/2\pi f)=0.132$，则有

$$\frac{I_{\text{asym}}}{I_{\text{sym}}} = \sqrt{2\mathrm{e}^{2\left(-\frac{R}{L}\right)^t} + 1} = \sqrt{2\mathrm{e}^{2\left(-\frac{0.033}{0.132}\right)} + 1} = 1.49$$

【例 4.2】 一个 500MV · A、13.8kV 的三相同步发电机具有如下参数：

$$X_d = 1.20pu, X_d' = 0.15pu, X_d' - 3pt' = 0.09pu$$

$$T_d' = 0.60\text{s}, T_d' - 3pt' = 0.035\text{s}, T_a = 0.13\text{s}$$

设该发电机处发生三相短路故障，而该同步发电机运行于额定电压、空载状态。另外，气隙电压为 100% 额定电压，即 $E_{\text{air-gap}} = 1.10V_{\text{rated}}$。求解瞬时电流对应的完整波形。

短路电流的全交流分量可表示为

$$i_{\text{AC}} = [(i_d'' - i_d')\mathrm{e}^{-t/T_d''} + (i_d' - i_d)\mathrm{e}^{-t/T_d} + i_d]\cos\omega t$$

或

$$i_{AC}=\left[\sqrt{2}\left(\frac{V_{rated}}{X''_d}-\frac{V_{rated}}{X'_d}\right)e^{-t/T''_d}+\sqrt{2}\left(\frac{V_{rated}}{X'_d}-\frac{E_{air-gap}}{X_d}\right)e^{-t/T'_d}+\sqrt{2}\left(\frac{E_{air-gap}}{X_d}\right)\right]\cos\omega t$$

短路电流的全直流分量可表示为

$$i_{DC}=i_{DC,MAX}e^{-t/T_a}$$

$$i_{DC,MAX}=-i''_d=-\sqrt{2}\left(\frac{V_{rated}}{X''_d}\right)$$

则有

$$i_a(t)=[6.28e^{-28.57t}+8.13e^{-1.667t}+1.3]\cos 120\pi t-15.71e^{-7.69t}$$

上述表达式对应的曲线如图 4-9 所示。

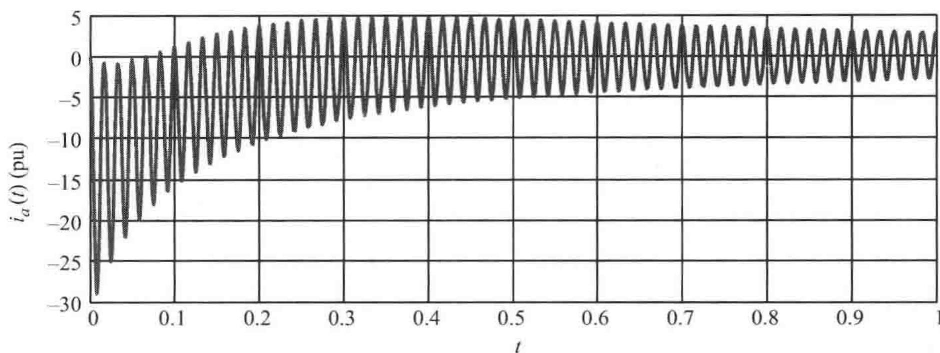


图 4-9　短路全电流曲线图

4.3　对称故障计算

对称故障对应的短路电流计算是最简单的，仅需对三相中的一相建模即可。

需要强调的是，对称故障会产生最大的短路功率，当系统非直接接地时，还会产生最大的短路电流。

【例 4.3】 对例 3.3 中的系统，设一故障发生在馈线末端（见图 4-10），计算短路电流。

$$Z_f=Z_{GEN}+Z_{t1}+Z_{OHL}+Z_{t2}+Z_{FEEDER}=1.432\text{pu}$$

$$I_f=\frac{1}{1.432}=0.698\text{pu}$$

$$I_{11kV}=0.698\text{pu}\times 2624\text{A}=1831.55\text{A}$$

$$I_{132kV}=0.698\text{pu}\times 218.7\text{A}=152.65\text{A}$$

$$I_{33kV}=0.698\text{pu}\times 874.77\text{A}=610.6\text{A}$$

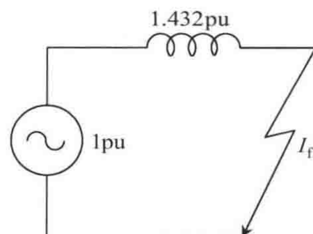


图 4-10　例 3.3 对应的等效阻抗图

4.4　对称分量

对称故障，即三相短路及三相接地短路故障，在故障点处具有对称阻抗，使得系统保持平衡，可仅取其中一相进行计算。而非对称故障（单相接地、两相短路、两相接地短路）发生时，这种对称性会消失。因此，需要一种针对非对称问题的有效处理方法来进行非对称故障分析。

1918年6月28日，Charles L. Fortescue 在于新泽西州大西洋城举办的 AIEE 第34次年会上介绍了一篇非常著名的题为“Method of Symmetrical Co-ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks”论文，其摘录如图4-11所示。该论文提出的方法将 n 相不平衡系统转化为 n 个平衡系统，该方法随后被命名为对称分量法。显然，该方法的主要用途在于三相不平衡系统的分析。



Presented at the 34th Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers, Atlantic City, N. J., June 28, 1918.

Copyright 1918. By A. I. E. E.

METHOD OF SYMMETRICAL CO-ORDINATES APPLIED TO THE SOLUTION OF POLYPHASE NETWORKS

BY C. L. FORTESCUE

ABSTRACT OF PAPER

In the introduction a general discussion of unsymmetrical systems of co-planar vectors leads to the conclusion that they may be represented by symmetrical systems of the same number of vectors, the number of symmetrical systems required to define the given system being equal to its degrees of freedom. A few trigonometrical theorems which are to be used in the paper are called to mind. The paper is subdivided into three parts, an abstract of which follows. It is recommended that only that part of Part I up to formula (33) and the portion dealing with star-delta transformations be read before proceeding with Part II.

Part I deals with the resolution of unsymmetrical groups of numbers into symmetrical groups. These numbers may represent rotating vectors of systems of operators. A new operator termed the sequence operator is introduced which simplifies the manipulation. Formulas are derived for three-phase circuits. Star-delta transformations for symmetrical co-ordinates are given and expressions for power deduced. A short discussion of harmonics in three-phase systems is given.

Part II deals with the practical application of this method to symmetrical rotating machines operating on unsymmetrical circuits. General formulas are derived and such special cases, as the single-phase induction motor, synchronous motor-generator, phase converters of various types, are discussed.

图4-11　Charles L. Fortescue 文章摘要

尽管该方法可用于任何一个不平衡多相系统，这里主要给出了其在三相不平衡系统中的应用。

考虑一个三相系统，每一个参数（如电压或电流）均需分解为 3 个分量，因此，需要 9 个参数来唯一代表一组三相值。如图 4-12 所示，三相系统平衡向量可设计为

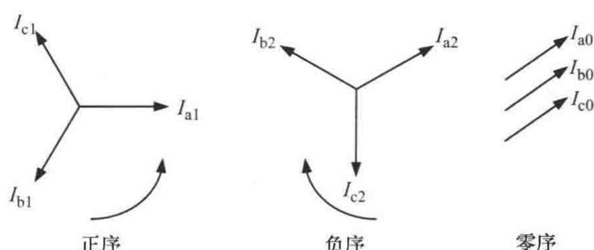


图 4-12　对称分量示意图

1）正序分量，包含 3 个向量。这 3 个向量幅值相同，相位相差 120°，且旋转方向与所考虑的电力系统相同（即正方向）。

2）负序分量，包含 3 个向量。这 3 个向量幅值相同，相位相差 120°，旋转方向与正序向量相同，但顺序相反。

3）零序分量，包含 3 个向量。这 3 个向量幅值相同，相位相同，旋转方向与正序向量相同。

由于该方法能够得到三相平衡系统，因此可用 a 相来定义其他两相，如图 4-13 所示。

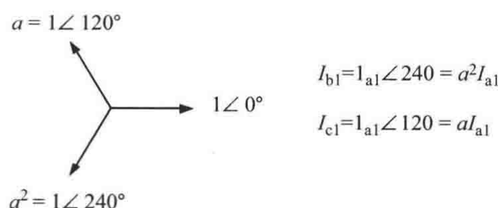


图 4-13　正序网络

任一三相系统的电流值 I_a、I_b 和 I_c，可表示为

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$
$$I_b = I_{b0} + I_{b1} + I_{b2}$$
$$I_c = I_{c0} + I_{c1} + I_{c2}$$

均用 a 相序分量表示，则有

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$
$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$
$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}$$

从而建立下述矩阵关系

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

对上述矩阵进行参数变换，得到

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

从上述矩阵，可推得

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2 I_c)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + aI_c)$$

三相系统中，中性点电流为 $I_n = I_{a0} + I_{b0} + I_{c0}$，因此 $I_n = 3I_{a0}$。

任一三相系统的电压值 V_a、V_b和 V_c可表示为

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2}$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2}$$

用 a 相序分量表示，则有

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + aV_{a2}$$

$$V_c = V_{a0} + aV_{a1} + a^2 V_{a2}$$

从而，可建立如下的矩阵关系：

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

对上述矩阵进行参数变换，得到

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

由上述矩阵，可推得

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2 V_c)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2 V_b + aV_c)$$

三相系统中，中性点电压为 $V_n = (V_{a0} + V_{b0} + V_{c0})$，因此，$V_n = 3V_{a0}$。

图 4-14 为对任意一个三相不平衡系统进行对称分量分解后的示例图。

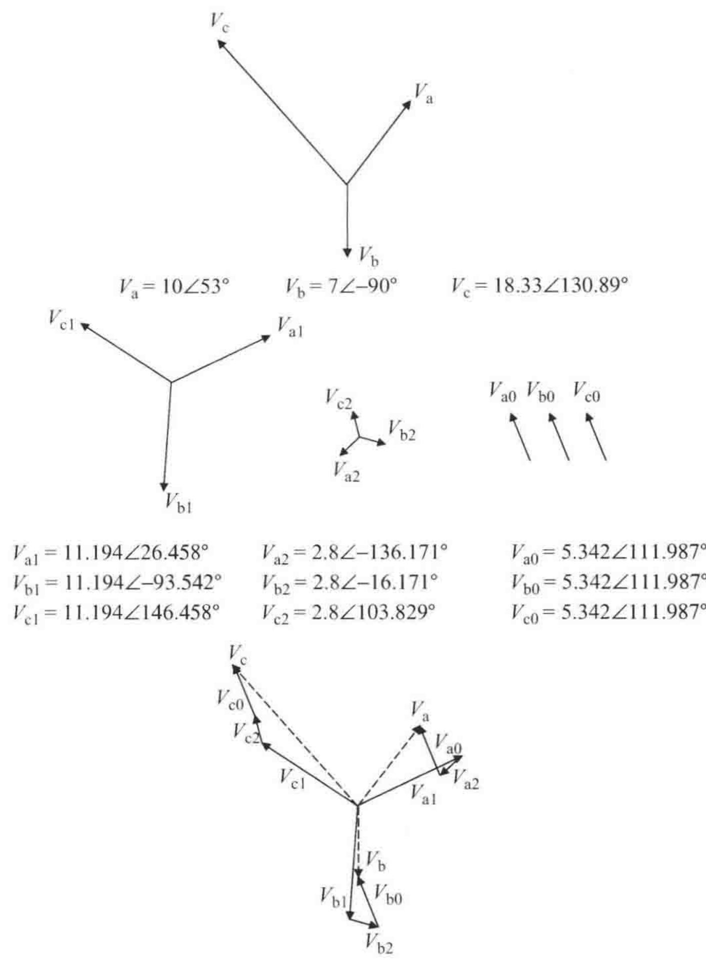


图 4-14　不平衡三相系统对应的对称分量

4.4.1　建立序网络的重要性

电路中仅有正序电流流过的阻抗称为正序阻抗，类似地，仅有负序或零序电流流过的阻抗称为负序或零序阻抗。这些序阻抗分别由 Z_1、Z_2 和 Z_0 来表示，用于相应的对称分量计算。由于发电机提供平衡电压，即其产生的电压仅包含正序分量，因此，正序网络由提供电动势的电源及正序阻抗串联组成。而负序及零序网络中不包含电动势，分别仅由流过负序或零序电流的负序或零序阻抗组成。

对于架空线和电缆，如果提供的电压是对称的，那么各相参数一致，因此其正序和负序阻抗相同。但由于产生零序电流的电磁场与产生正序和负序电流的电磁场不同，因此线路零序阻抗不同于正序及负序阻抗。在缺少详细信息时，可使用下述比值：对于单回线且不存在接地线的情况，$Z_0/Z_1=2$；对于单回线且存在接地线圈的情况，$Z_0/Z_1=3.5$；对于双回线，$Z_0/Z_1=5.5$；对于地埋电缆，单芯的 Z_0/Z_1 取值在 1 ~ 1.25 之间，三芯的

Z_0/Z_1取值在 3 ~ 5 之间。

对于变压器,如果提供的电压是对称的,由于静态阻抗与相序无关,因此其正序和负序阻抗相同。根据变压器连接组标号的不同,其零序阻抗或者与正序和负序阻抗相等,或者为无穷大。而对于线圈电阻,由于其幅值较小,因此在短路电流计算中通常忽略不计。

对小发电机和电动机建模时,可能需要考虑电阻。但对于大部分研究,仅需考虑同步电机的电抗。正序电抗对应的 3 个值通常命名为——次暂态、暂态和同步电抗,分别用 X''_d、X'_d和 X_d来表示。在故障研究中,必须根据电机特性及故障消除时间,选择合适的电机次暂态或暂态电抗值进行计算:故障刚发生时,初始故障电流可通过次暂态电抗值计算得到,经 0.1s,故障电流下降到一个由暂态电抗确定的值,之后呈指数型衰减直至稳定到一个由同步电抗确定的值。

为将序网络连接起来,正序和负序网络的参考母线均为发电机中性点,即网络中的地电势。因此,只有零序电流流经中性点与大地之间的零序阻抗。对于零序网络,参考母线为发电机的接地点,而流经发电机中性点与大地之间阻抗 Z_n的电流为 3 倍的零序电流。图 4-15 给出了发电机的序网络图,其中,零序网络仅流经一相的零序电流,对应阻抗为 $Z_0 = 3Z_n + Z_{e0}$。

各相电压电流对应的序分量可通过求解基于序网络建立的等式得到。根据图 4-15,得到系统中 A 相的电压序分量等式如下:

$$V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1$$
$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2$$
$$V_{a0} = -I_{a0}Z_0$$

式中,E_a为正序网络空载对地电压;Z_1为发电机正序阻抗;Z_2为发电机负序阻抗;Z_0为发电机零序阻抗与 3 倍的接地阻抗之和。

上述等式可应用于任一流过不平衡电流且作为各类故障计算起点的发电机。相同的方法还可用于等效电源或带载发电机,这种情况下,E_a对应于故障发生前一时刻电源电抗后端的电压。

4.4.2　基于对称分量法的不对称故障计算

分别流过 I_1、I_2和 I_0的正序、负序和零序网络通过某种特殊方式可连接在一起来代表某一不平衡故障状况。因此,为了利用对称分量法计算故障电流水平,确定各序阻抗并合理地连接起来,对形成正确的序网络尤为关键。结合故障类型,合理建立序网络,即可得到故障电流与电压之间的关系。

4.4.2.1　接地故障

对于 A 相直接接地故障,可用如下等式表示:$I_b = 0$,$I_c = 0$ 且 $V_a = 0$。基于上述等式,可以很容易地推得 $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = E_a/(Z_1 + Z_2 + Z_0)$。由此,可将序网络串联,如图 4-16a 所示。对于 b、c 相的断线故障,电压和电流状况与此相同,因此对应序网络具有相似的连接关系。

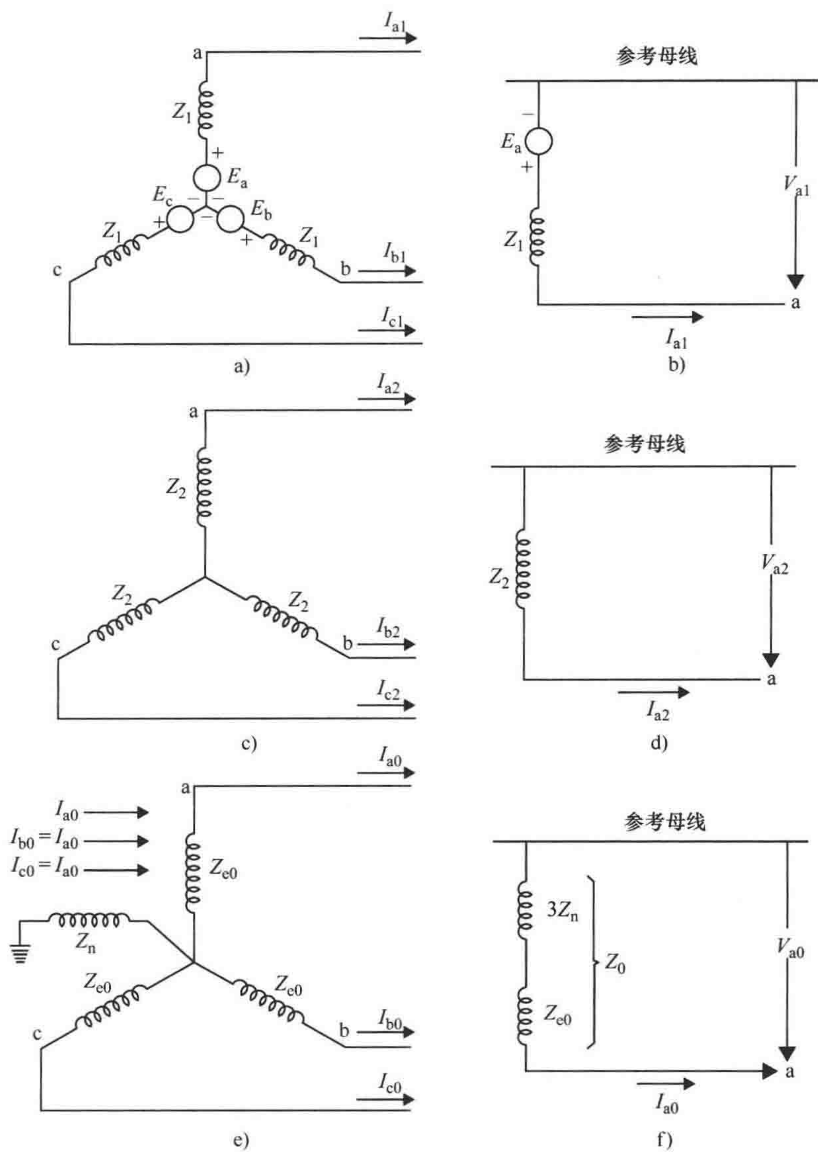


图 4-15 发电机序网络图

4.4.2.2 相间短路故障

对于 B、C 相直接短路故障，可用如下等式表示：$I_a=0$，$I_b=-I_c$ 且 $V_b=V_c$。由此，可推得 $I_{a0}=0$ 且 $I_{a1}=E_a/(Z_1+Z_2)=-I_{a2}$。对于这种情况，不存在零序电流，则零序网络也不存在，因此，全序网图仅由正序和负序网络并联组成，如图 4-16b 所示。

4.4.2.3 两相接地短路故障

对于 B、C 相直接接地短路故障，可表示为：$I_a=0$ 且 $V_b=V_c=0$。由此，可推得：

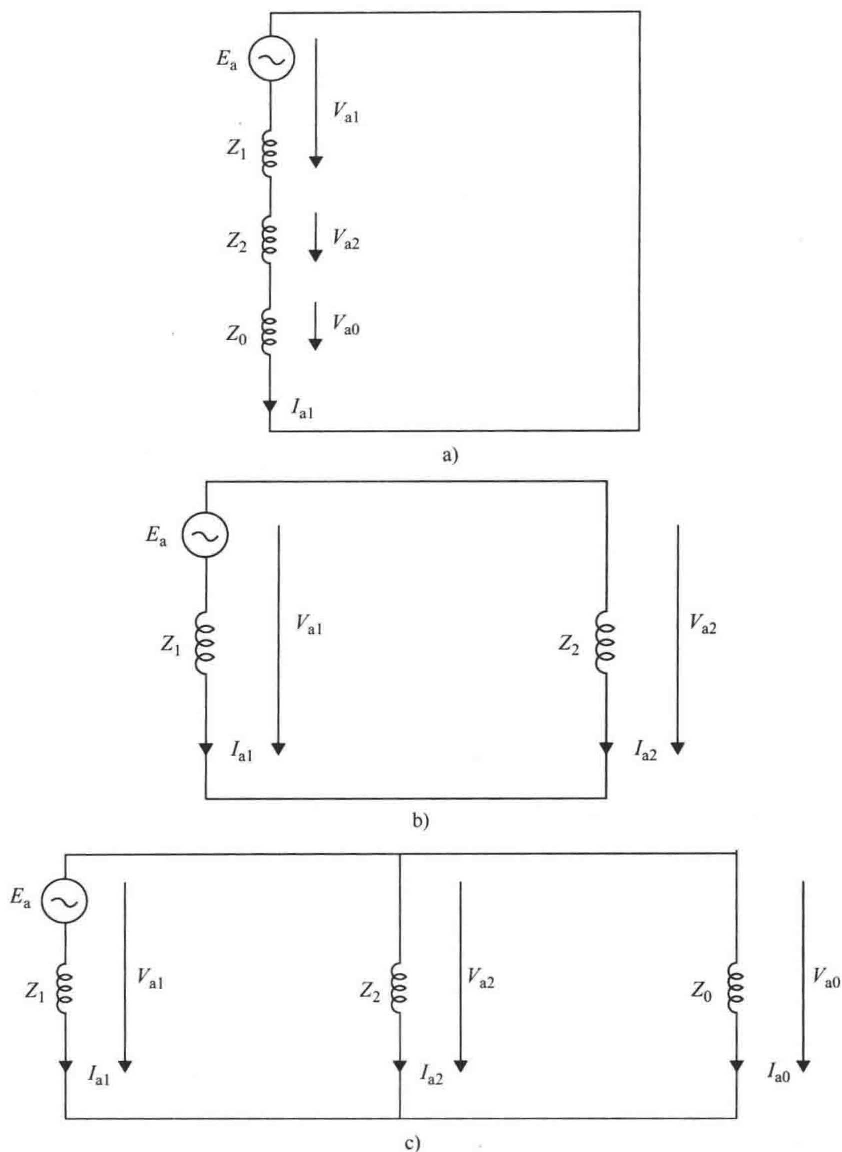


图 4-16　各类故障对应的序网络

$$I_{a1}=\frac{E_a}{Z_1+\dfrac{Z_0Z_2}{Z_0+Z_2}}$$

各序网络按照图 4-16c 所示的方式并联。

4.4.3　系统等效阻抗

当研究某一变化对电力系统的影响时，首先需要用序阻抗来表示该电力系统。等效正序和负序阻抗可直接由下式得到：

$$Z = \frac{V^2}{P}$$

式中，Z 为等效正序和负序阻抗；V 为额定相间电压；P 为三相短路功率。

一个系统的等效零序网络可由对应于单相接地故障的零序分量表达式得到，即 $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = V_{LN}/(Z_1 + Z_2 + Z_0)$，其中 V_{LN}为相电压。

对架空线和电缆，正序和负序阻抗值相等，同时，考虑到在大部分配电网故障分析中发电机阻抗幅值较小，可设整体 $Z_2 = Z_1$，以此来简化计算。那么，前述等式可归纳为：$I_a = 3I_{a0} = 3V_{LN}/(2Z_1 + Z_0)$，其中，$V_{LN}$为相电压，$Z_0 = (3V_{LN}/I_a) - 2Z_1$。

4.4.4　电流与电压信号在保护系统中的应用

故障情况下，电流互感器（CT）将一个与故障电流呈正比关系的电流传输至保护设备处，而不区分各序分量的向量大小。因此，在大多数情况下，继电器根据故障电流值或电压值来动作，而不是序分量值。考虑到该现状，尤其值得强调的是，虽然在大部分情况下，继电器不区分各个平衡序分量的值，但是通过序分量的使用可简化关于故障电流水平的计算，这是序分量的优势所在。

图 4-17 展示了不同故障状况下电压与电流的正序、负序分量以及各序分量的和向

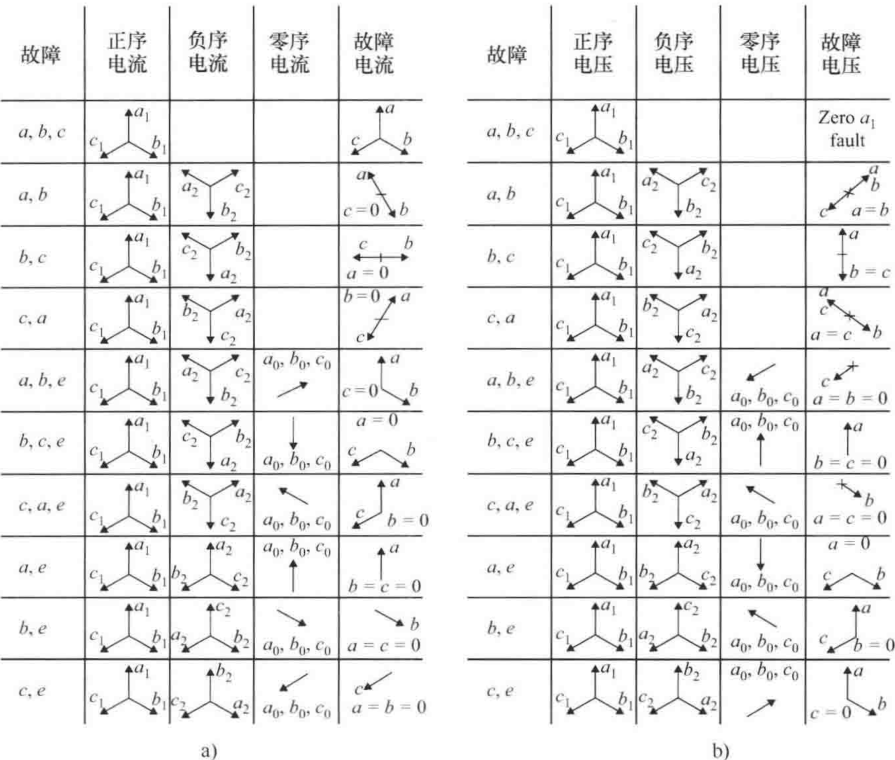


图 4-17　各类故障对应的电流电压序分量

量。继电器通常仅基于右侧列中的和向量采取动作，但其也可基于某个序分量的值采取动作。这种情况下，就必须通过某种方法获得该分量。通常，可采用滤波器通过数学计算求解出电压或电流序分量矩阵。虽然该类滤波器可基于电磁元件组合而成，但随着电子技术的发展，逻辑电路中更多地采用这类技术。而基于该类滤波器的继电器，多用于负序保护和接地保护。

【例 4.4】

说明：

- 图 4-18 中的阻抗值均为以 115kV 和 100MV · A 为基准值的正序阻抗标幺值。
- 对于母线 A 与 B、B 与 C 之间的线路，零序阻抗 Z_0为正序阻抗 Z_1的 2.5 倍。
- 对于发电机阻抗（母线 A 与 B 后侧的电源阻抗），零序阻抗和正序阻抗相等。
- G1 和 G2 为理想电压源，其提供的电压为 1.0pu，无电源阻抗。这两个电源与其各自的串联阻抗构成的电路，分别对应母线 A 与 B 后侧的戴维南等效电源。

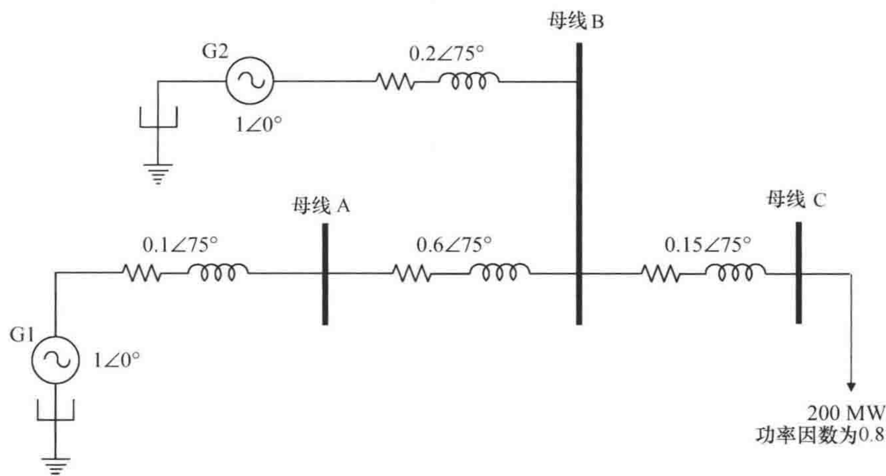


图 4-18　例 4.4 对应的单线图

1. 对图 4-18 所示电网，计算以下情况对应的短路电流：（i）三相对称短路故障；（ii）母线 C 处单相接地故障。

2. 对上述三相对称短路故障，计算 G1 与 G2 各自提供的正序分量；对上述单相接地故障，计算 G1 与 G2 各自提供的零序分量。

解：1. 母线 C 处的三相对称短路故障计算

这里忽略故障阻抗。

母线 C 处的三相短路故障对应的正序网络如图 4-19 所示。

则该三相短路故障对应的正序故障电流为

$$I_{f1}=\frac{E}{Z_{eq}}=\frac{1\angle 0}{0.3055\angle 75}=3.2733\angle -75\text{pu}$$

根据分流规则，得到 G1 与 G2 各自的正序故障电流贡献量为：

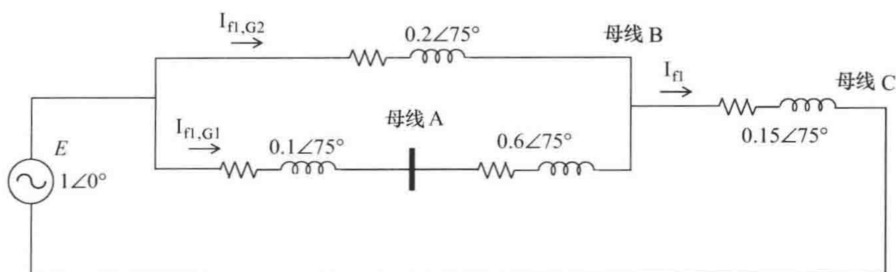


图 4-19　例 4.4 对应的正序网络

$$I_{f1,G1}=\frac{0.2\angle 75}{0.2\angle 75+0.7\angle 75}\times 3.2733\angle -75\text{pu}=0.7274\angle -75\text{pu}$$

$$I_{f1,G2}=I_{f1}-I_{f1,G1}=2.5459\angle -75\text{pu}$$

各相故障电流：

$$I_{base}=\frac{100\times 10^{6}}{\sqrt{3}\times 115\times 10^{3}}=502.0437\text{A}$$

$$I_{f,A}=(3.272\angle -75\text{pu})\times(502.0437)=1642\angle -75\text{A}$$

对另外两相，同理可得：

$$I_{f,B}=1642\angle -195\text{A}$$

$$I_{f,C}=1642\angle 45\text{A}$$

2. 母线 C 处的单相接地故障计算（见图 4-20）：

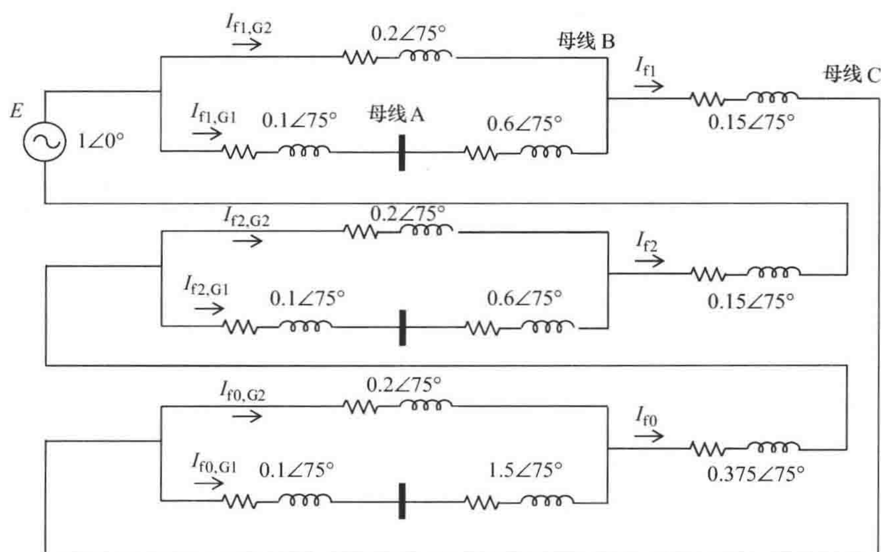


图 4-20　例 4.4 中单相接地故障对应的序网络图

$$I_{f1}=I_{f2}=I_{f0}=\frac{E}{Z_{eq1}+Z_{eq2}+Z_{eq0}}$$

说明：对于线路，零序阻抗 Z_0为正序阻抗 Z_1的2.5倍；对于等效发电机，零序阻抗 Z_0与正序阻抗 Z_1相等。

$$Z_{eq1}=Z_{eq2}=[(0.1\angle 75+0.6\angle 75)\parallel 0.2\angle 75]+0.15\angle 75=0.3055\angle 75\text{pu}$$

$$Z_{eq0}=[(0.1\angle 75+1.5\angle 75)\parallel 0.2\angle 75]+0.375\angle 75=0.55272\angle 75\text{pu}$$

单相接地故障对应的故障序电流为

$$I_{f1}=I_{f2}=I_{f0}=\frac{E}{Z_{eq1}+Z_{eq2}+Z_{eq0}}=\frac{1\angle 0}{2(0.3055\angle 75)+0.552\angle 75}$$
$$=0.8592\angle -75\text{pu}$$

根据分流规则，得到G1与G2各自的零序故障电流贡献量为

$$I_{f0,G1}=\frac{0.2\angle 75}{0.2\angle 75+1.6\angle 75}0.8592\angle -75\text{pu}=0.095466\angle -75\text{pu}$$

$$I_{f0,G2}=I_{f0}-I_{f0,G1}=0.8592\angle -75-0.095466\angle -75=0.7637\angle -75\text{pu}$$

各相故障电流（见图4-21）为

$$I_{base}=\frac{100\times 10^6}{\sqrt{3}\times 115\times 10^3}=502.0437\text{A}$$

$$I_{f,A}=I_{f1}+I_{f2}+I_{f0}=3(0.8592\angle -75\text{pu})=2.5775\angle -75\text{pu}$$
$$I_{f,A}=(2.5775\angle -75\text{pu})(502.0437)=1294.0176\angle -75\text{A}$$
$$I_{f,B}=I_{f,C}=0\text{A}$$

【例4.5】 针对例3.7所示电网，设115kV母线（The Ridges）处发生三相短路故障，计算短路电流（假设连接在南部邮局处的发电厂由于检修退出运行态）。

图4-22给出了三相短路故障发生时的电力系统简化网络，其中仅包含对该故障存在影响的设备，即230kV母线（Black River）前侧的等效电源，230kV母线（Black River）和115kV母线（Black River）之间的三绕组变压器以及115kV母线（Black River）和115kV母线（The Ridges）之间的线路。

为建立系统的戴维南等效电路，设 $S_{base}=100\text{MV}\cdot\text{A}$，$V_{base}=230\text{kV}$：

$$S_{cc}=2514.9\text{MV}\cdot\text{A}$$

$$Z_{cc}=\frac{V_{BR230}^2}{S_{cc}}=\frac{(230\text{kV})^2}{2514.9\text{MV}\cdot\text{A}}=21.035\Omega$$

$$Z_{Thèvenin_pu}=\frac{Z_{cc}}{Z_{Thèvenin_base}}=\frac{21.035\Omega}{\left(\frac{230\text{kV}^2}{100\text{MV}\cdot\text{A}}\right)}=0.0398\text{pu}$$

对变压器有

$$Z_{Tr1}=Z_{Tr2}=Z_{Trpu}\frac{S_{new}}{S_{old}}=0.1\text{pu}\frac{100\text{MV}\cdot\text{A}}{90\text{MV}\cdot\text{A}}=0.111\text{pu}$$

$$Z_{Tr}=Z_{Tr1}\parallel Z_{Tr2}=\frac{0.111\text{pu}}{2}=0.0556\text{pu}$$

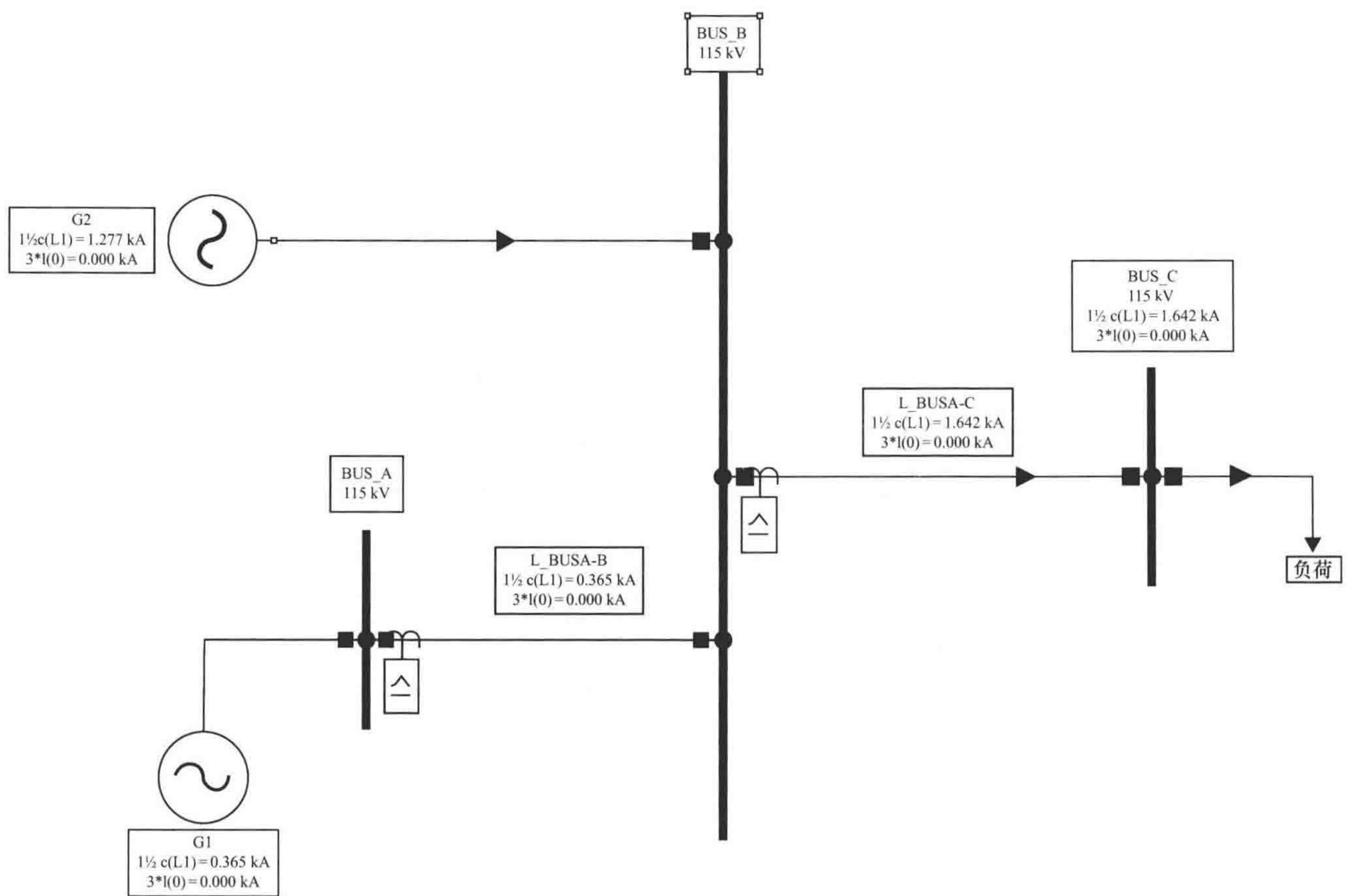


图 4-21　基于某软件包对例 4.4 中的三相短路故障建模求解

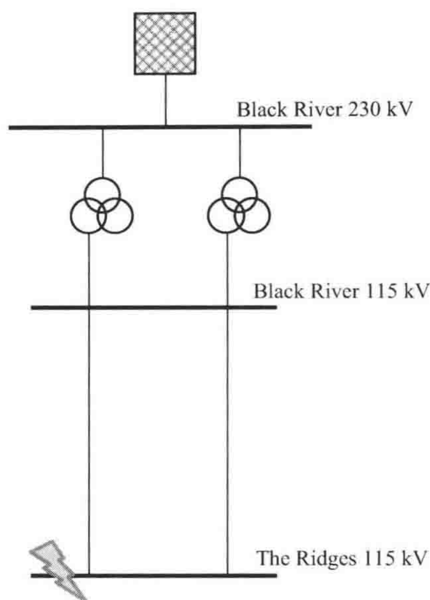


图 4-22　例 4. 5 对应的故障分析简化网络

对线路有

$$Z_{L1}=Z_{L2}=0.4654\Omega/\text{km}$$

$$L_{L1}=L_{L2}=12\text{km}$$

$$Z_L=Z_{L1}\|Z_{L2}=\frac{0.4654\Omega/\text{km}\times 12\text{km}}{2}=2.7924\Omega$$

$$Z_{Lpu}=\frac{Z_L}{Z_{Lbase}}=\frac{2.7924\Omega}{\dfrac{115\text{kV}^2}{100\text{MV}\cdot\text{A}}}=0.211\text{pu}$$

图 4-23 中包含了所有对 The Ridges 115kV 节点处三相短路故障有影响的元件。

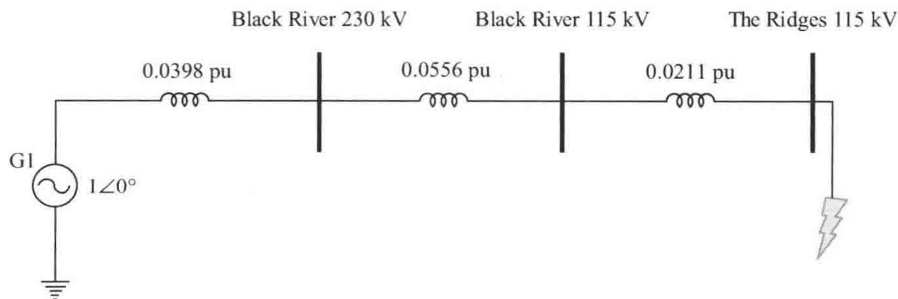


图 4-23　The Ridges 115kV 节点处三相短路故障对应的阻抗图

本例中三相短路故障对应的故障电流为

$$I_{3\phi pu}=\frac{V_{3\phi pu}}{Z_{\text{Thèvenin_pu}}+Z_{\text{Tr1}}+Z_{\text{Lpu}}}=\frac{1}{0.0398+0.0556+0.0211}=8.6\text{pu}$$

$$I_{\text{base}}=\frac{S_{\text{base}}}{V_{\text{base}}}=\frac{100\text{MV}\cdot\text{A}}{\sqrt{3}\cdot 115\text{kV}}=502.04\text{A}$$

$$I_{3\phi pu}I_{\text{base}}=8.6\cdot 502.04\text{A}=4309.2\text{A}$$

通过软件包对该例进行建模求解，其结果如图 4-24 所示，可见故障电流分布在了系统的各处。

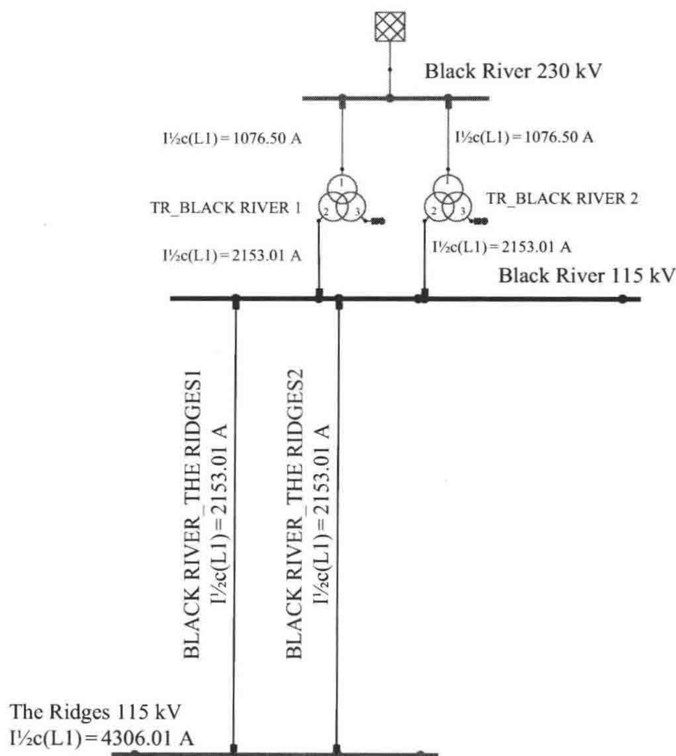


图 4-24 基于某软件包对例 4.5 建模求解

练习

4.1 设电源电压为 $V=311.13\sin(377t-30°)$，某条电感为 0.04H、电阻为 1.2Ω 的短输电线末端突然发生短路故障。分别计算直流分量最小及最大时的瞬时短路电流。

4.2 对于图 4-25 所示电力系统，建立包含零序网络的序网络图。其中，假设负荷不影响短路电流，且基准电压定为 120MV·A。

4.3 对于图 4-26，将序阻抗图转化为从故障点看向电网的单一阻抗图。使用下述标幺值（均以 MV·A 为基准值），并忽略电阻及负荷电流：

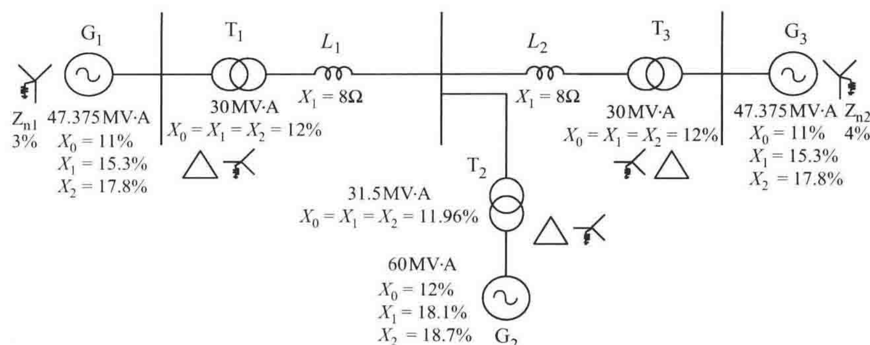


图 4-25　练习 4.2 对应电网图

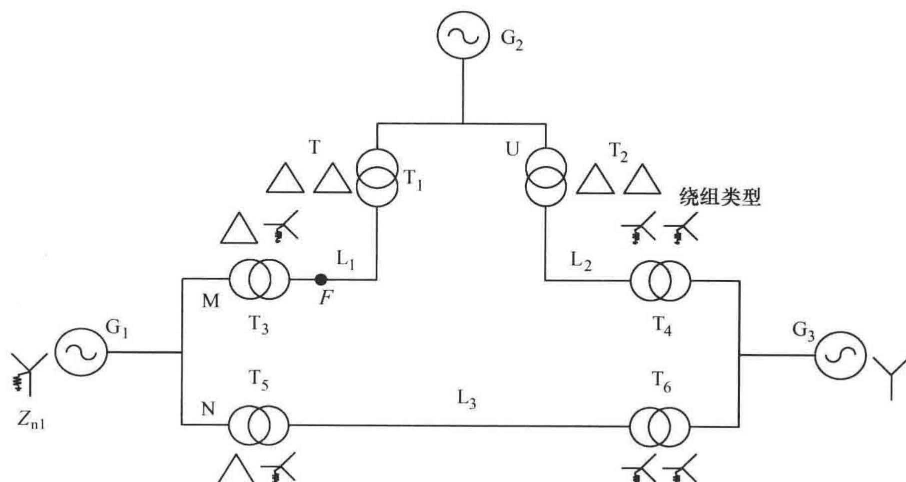


图 4-26　练习 4.3 对应的电网图

发电机 G_1、G_2 和 G_3：$Z_1 = 0.158$，$Z_2 = 0.161$，$Z_0 = 0.06$，$Z_n = 0.22$。其中，Z_n为中性点接地电阻；

输电线 L_1、L_2 和 L_3：$Z_1 = 0.15$，$Z_2 = 0.15$；

变压器 T_1、T_2、T_3、T_4、T_5 和 T_6：$Z_1 = Z_2 = 0.0563$，变压器 T_3：$Z_0 = 0.0563$。

4.4　对于图 4-27 所示工业系统，给定其发生单相接地故障后的序网络，设该单相接地故障发生在变压器二次侧，计算故障电流。已知负荷功率因数为 0.879，整体效能为 93%。

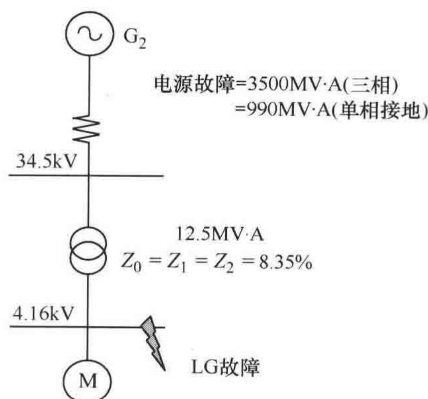


图 4-27　练习 4.4 对应电网图

第5章 配电系统的可靠性

智能电网最大的一个优点就是可靠性指标大大提高，因此对可靠性的概念有一个正确的认识是很重要的。术语“可靠性”是指系统在一段时间内正确地执行其任务。术语“可用率”是指系统或部件准备就绪，能够立刻执行其任务。在可靠性工程领域，这两个术语有明确的定义，并且也有明确的公式和方法来量化它们。

可用率是某件设备可以正常使用的概率。它是可靠性的最基本的概念，通常用百分比或标幺值来计算。与可用率相对的是不可用率。

不可用率可以直接通过停运持续时间来计算。如果某个用户在一年中经历了24h的停电，则不可用率等于 $24/8760 = 0.002739 = 0.2739\%$，可用率等于 $100\% - 0.2739\% = 99.7261\%$。

配电系统的每一个元件都可以用一组可靠性参数来描述。简单的可靠性模型是基于元件故障率和维修次数这两个参数的，复杂的可靠性模型还用到许多其他的可靠性参数。最常用的可靠性参数包括：

1）故障率，用符号 λ 表示。表示一个元件每年可能发生故障的次数。同样地，整个系统的故障率（用符号 f 表示）表示了系统每年可能发生故障的次数。

2）平均维修时间（Mean Time To Repair，MTTR），用字母 r 表示，表示修复故障所花费的时间（自故障发生时开始计算）。每个元件通常有其单独的MTTR值，但是在不同的故障模式下也会使用多个值。

3）运行故障概率（Probability of Operational Failure，POF）是指一个设备在预期正常运行的条件下并未运行的条件概率。例如，如果一个自动开关在100次运行操作中有5次失败，则它的运行故障概率为5%。该可靠性指标通常应用于开关设备和保护设备。

5.1 网络建模

物理网络系统中的可靠性分析用串并联电路来进行，因为串并联电路概念清晰且变化灵活。求解时会涉及能够准确描述系统的简单数学方法。

网络建模是基于元件而非基于状态的技术。每个元件用可用概率 P 和不可用概率 Q 来描述。因为假设元件只有可用和不可用两种状态，因此 Q 和 P 互补：$Q = 1 - P$。需要特别注意的是，符号 P 在软件包中表示未供应电量。

如果用年故障率 λ 和平均维修时间 r 来表示一个元件，那么其可用概率可以通过式（5-1）计算：

$$P = \frac{8760 - \lambda r}{8760} \tag{5-1}$$

因此，有

$$Q = \frac{\lambda r}{8760} \tag{5-2}$$

如前所述，网络系统由串联和并联元件组成。如果两个元件的连接只有在它们均可用的情况下才有效，则两个元件为串联关系。如果两个元件的连接在其中一个部件可用的情况下就可用，则两个元件为并联关系。

串联系统的可用概率等于其每个元件可用概率的乘积。并联系统的不可用概率等于其每个元件不可用概率的乘积。元件串联会降低可用性，元件并联可以提高可用性。

$$P_{\text{series}} = \prod P_{\text{component}} \tag{5-3}$$

$$Q_{\text{series}} = \prod Q_{\text{component}} \tag{5-4}$$

故障率 λ 是对不可靠性的度量。乘积 λr（故障率 × 故障平均维修时间）等于年强迫停运小时数，由于比例系数 8760 在分子和分母中可以约去，因此 λr 也可用于强迫不可用率的度量。故障平均维修时间 r 也可以被称作可恢复率。IEEE 标准 493—2007 给出了可靠性指标的计算过程和公式，如式（5-5）~ 式（5-10）所示。图 5-1 和图 5-2 分别以两个串联元件“1”和“2”，两个并联元件“3”和“4”为例，对这些公式进行了示意说明。



图 5-1　可修复串联元件——两个元件都必须处于正常工作状态
（摘自 IEEE 标准 493—2007）

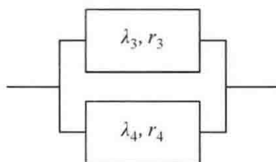


图 5-2　可修复并联元件——至少有一个元件处于正常工作状态
（摘自 IEEE 标准 493—2007）

以上电路图中，计划停机次数假设为 0，并且 f、λ 和 r 分别为整个系统的故障率、每个元件的年故障率和每次故障维修小时数。图 5-1 和图 5-2 中基于如下假设：

1）元件的故障率为恒定值。

2）故障后的停电时间服从指数分布。

3）不同的故障时间之间相互独立。

$$f_s = \lambda_1 + \lambda_2 \tag{5-5}$$

$$f_s\lambda_s = \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 \tag{5-6}$$

$$r_s \approx \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \tag{5-7}$$

$$f_p = \frac{\lambda_3\lambda_4(r_3 + r_4)}{8760} \tag{5-8}$$

$$f_p r_p = \frac{\lambda_3 r_3 \lambda_4 r_4}{8760} \tag{5-9}$$

$$r_p = \frac{r_3 r_4}{r_3 + r_4} \tag{5-10}$$

【例 5.1】 图 5-3 是一个有两条线路的电力系统，其中每条线路的年故障次数为 3，每次故障的停电（维修）时间为 0.75h。系统负荷为 20MW。请计算故障率、年停电分钟和未供电量。首先，假设每条线路能够提供所有的负荷；然后，假设单条线路无法提供所有的负荷，再重新进行计算。



图 5-3 例 5.1 中的系统示意图

（a）在单条线路可以提供所有负荷的情况下，可以把系统看作是并联的。可得

$$f_p = \frac{3 \times 3 \times (0.75 + 0.75)}{8760} = 0.0015411/\text{yr}$$

$$r_p = \frac{0.75 \times 0.75}{0.75 + 0.75} = 0.375\text{h}$$

$$Q_p = f_p \times r_p = 0.0015411 \times 0.375 = 0.000578\text{h/yr} = 0.03467\text{min/yr}$$

或

$$Q_p = Q_1 \times Q_2 = (Q_1)^2 = (135\text{min/yr})^2 = (0.0002568)^2 = 0.03467\text{min/yr}$$

需要注意的是：

$$Q_1 = Q_2 = 3 \times 0.75\text{h/yr} = 135\text{min/yr}$$

由故障引起的断电电量为：

$$p_p = p_{\text{load}} \times f_p = 0.031\text{MW/yr}$$

如图 5-4 所示，以上结果通过了软件验证。

（b）由于第二种情况假设任何一条线路都无法单独承担所有负荷，因此虽然系统中两条线路的物理连接方式是并联，但在可靠性分析时可以把系统看作串联。

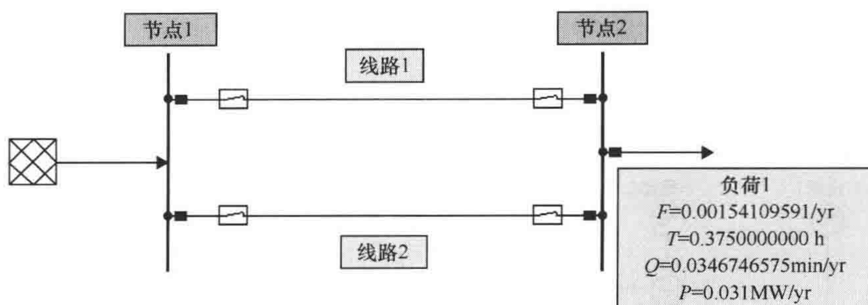


图5-4　例5.1中第一部分结果示意图

$$f_s = 3 + 3 = 6/\text{yr}$$

$$r_s \cong \frac{3 \times 0.75 + 3 \times 0.75}{3 + 3} = 0.75\text{h}$$

$$Q_s = f_s \times r_s = 6 \times 0.75 = 4.5\text{h/yr} = 270\text{min/yr}$$

或

$$1 - Q_s = P_s = P_1 \times P_2 = P_1{}^2 = (1 - Q_1)^2$$

$$Q_s = 1 - (1 - Q_1)^2 = 1 - (1 - 3 \times 0.75/8760)^2 = 1 - (1 - 0.0002568)^2 = 270\text{min/yr}$$

由故障引起的断电电量为

$$p_s = p_{\text{load}} \times f_s = 20 \times 6 = 120\text{MW/yr}$$

如图5-5所示，以上结果通过了软件验证。

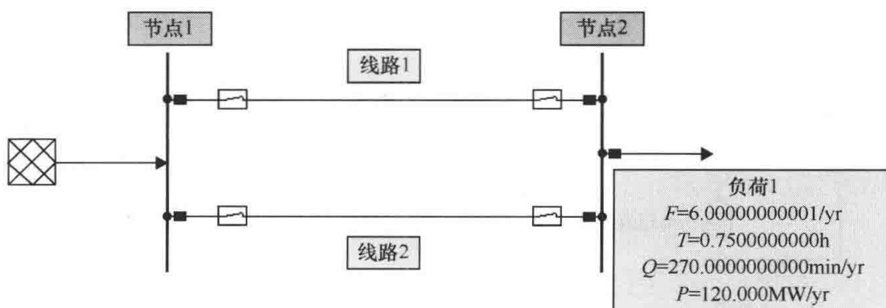


图5-5　例5.1中第二部分结果示意图

5.2　网络约简

复杂的网络系统中存在大量的串联和并联，在处理这类网络时需要对它们进行网络约简。当网络系统中并联和串联的元件简化成一个单元件的等效网络时，简化过程

即完成。简化后元件的可用性与原始系统的可用性相等。图 5-6 为网络简化过程示例图。

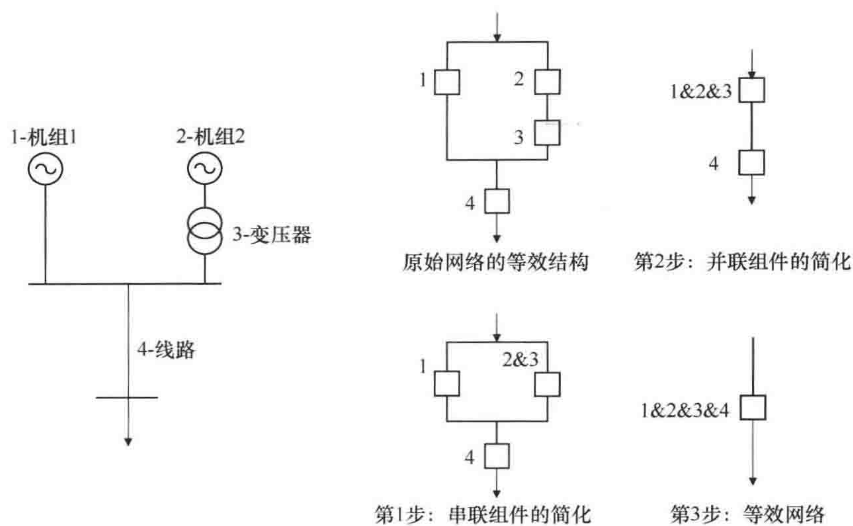


图 5-6　网络简化示例图

在该系统中，机组 2（元件 2）和变压器（元件 3）串联，然后和机组 1（元件 1）并联，再通过线路（元件 4）为负荷提供电力。图 5-6 明示了计算该系统可用性时的网络约简的 3 个步骤。

最小割集法是约简网络的一个好方法，用此方法可根据不可用元件最小数目来得到系统的不可用率。图 5-7 展示了在图 5-6 系统中采用最小割集法得到的 3 个最小割集场景。

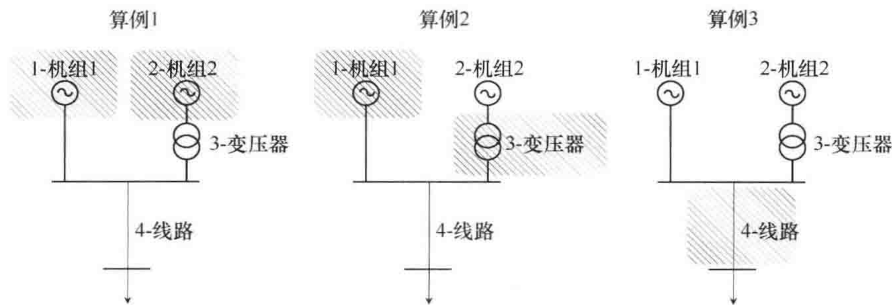


图 5-7　图 5-6 中示例系统的最小割集

练习

5.1　某系统由 3 个组件组成，每个组件的故障率和 MTTR 分别为 λ_1、λ_2、λ_3 和 r_1、r_2、r_3。在所有组件为串联和并联两种情况下，计算整个系统的等效故障率和 MTTR。

5.2　图 5-8 给出了某系统在两种不同连接方式下各组件的可用率值。计算在每种方式下系统的总体可用率。

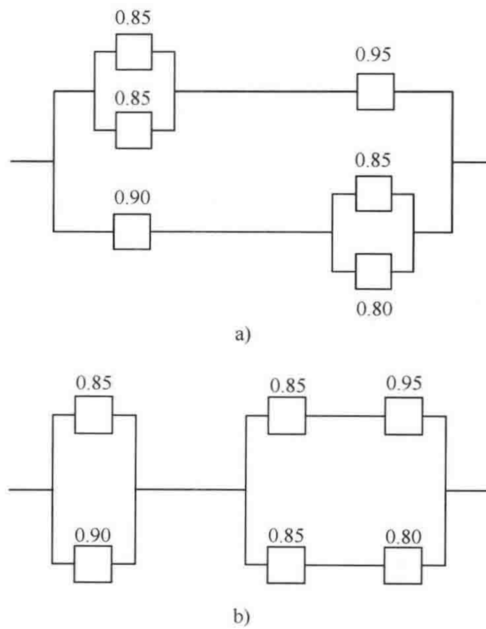


图 5-8　练习 5.2 中的系统组件

第6章　配电系统网络重构与供电恢复

在过去的数十年里，配电系统的拓扑结构是按固定式设计的，其网络结构变化是有限制的。近年来技术的进步使得能够采用馈线重构来调整配电网的拓扑结构，这些技术包括远程控制柱上开关和断路器、数字保护以及合适的通信系统。

在确定能实现重构变化的开关的安装位置之前，强烈建议先确定配电系统的最优拓扑结构。在正常运行情况下，馈线重构的目的是让配电网达到一个更高效的运行状态。在故障情况下，馈线重构的目的是在最短的时间内尽可能让最多的用户恢复供电。

6.1　最优拓扑结构

配电系统的最优拓扑结构是使系统损耗最小的运行方式，与电压调节、带载以及功率因数有关。为了得到最优拓扑结构，所有的架空线杆，尤其是终端杆或者地埋式开关箱，都是潜在的开断点。这些设备能够决定馈线之间最佳的联络边界，从而减少总损耗。

一旦确定了最优的拓扑结构，可以在一些馈线上安装开关、断路器、甚至重合闸装置以实现系统网络重构。

最优的拓扑结构可以通过潮流计算进行搜索与查找，一种情况计算一次，这会导致巨量的运行计算，尤其是当系统规模巨大时，计算量更大，因而该方法不适用。这也是为什么数种配电网最优拓扑结构选择方法被提出的原因。这些方法包括启发式方法、线性规划方法、神经网络、专家系统、模糊逻辑、模拟退火、遗传算法以及其他方法。

启发式方法是最常用的，因为它能快速得到结果，同时精度足够高。线性规划法主要用在处理最小化投资成本等规划应用问题上。

启发式方法有很多种，其中一种方法是，首先假设所有联络开关都是闭合的，构成一个网状结构；然后一个个地打开流过电流最小的联络开关直到网络变成辐射状为止。另外一种启发式是闭合一个联络开关的同时打开一个分段开关，主要是为了把负荷从电压降落较大的馈线转移到电压降落较小的馈线上，但是也还保持网络为辐射状。

另外一种馈线重构方法是利用最优潮流。在这种情况下，与前两种方法不同，一次闭合一个联络开关，同时根据最优潮流计算结果，打开本开关或另一个开关，仍保持网络的辐射性。尽管这种方法能给出很好的结果，但它的实现时间很长而且很难在实时环境中应用。

最优拓扑的经济性是投资时需要考虑的一个关键因素，投资不仅包括硬件、软件，还包括通信设备，这些都是选择最优拓扑结构需要考虑的重点。

因此，有些其他方法考虑了这些因素，一种十分有趣的考虑是用模拟退火方法求解组合优化问题，其他方法提出了一种基于启发式算法来降低实际运行成本。在最优拓扑求解过程中，考虑用户负荷变化以及配电系统的三相不平衡也十分重要。

配电系统最优拓扑中的主要难点之一是要处理大量的数据，处理数据需要很长时间，也因此使得在线最优拓扑很难实现。为了克服这个困难，提出了一些基于将配电网分解成不同母线组的算法，比如分组节点之间线路段损耗最小的算法，这些算法试图克服规模限制并被推荐用于在线系统中。

最近的一些文献中使用了专家系统和神经网络来克服馈线重构中的固有难题。人们应用基于启发式信息的模糊控制来提高程序性能，以期最终能将这些方法用于实际系统中。

最好的决定基本拓扑的方法是用所有的柱上开关或者地下电缆连接开关来作为开点或者馈线的末端。图 6-1 是一个简单的两条馈线系统。

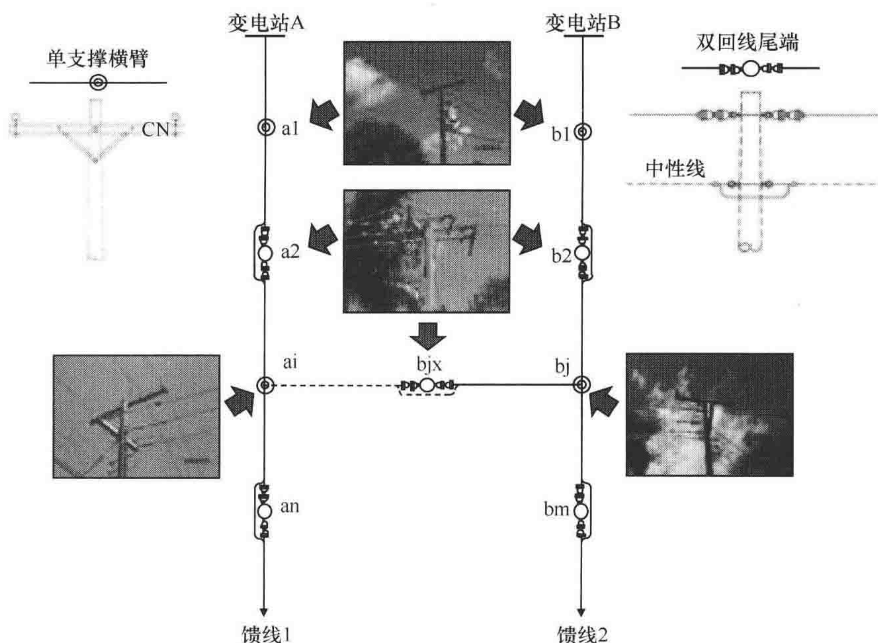


图 6-1　具有潜在开断点的双馈线系统

人们开发了一些专用的软件包来确定最优拓扑结构，一些软件开发者称之为“最优分断点”。这些软件包有不同的优化目标，比如网损最小、消除过载以及电压控制，其中最常用的是网损最小。

【例 6.1】某配电系统有约 110 条 13.2kV 馈线，系统网损率超过 15%。需要对此配电系统结构进行优化以降低网损。这需要用到多种方法，其中之一就是馈线重构。

对一个配电系统的 5% 的代表性区域进行示范应用。先算出示范区域节约的费用（美元），然后可算出整个系统节约的费用。

代表性示范区的选择原则是：典型馈线，内含几个社会阶层、医院、体育场馆和其他城市关键位置。对于每一种情况，运行一次潮流计算进行分析，同时也使用基于启发式方法的最优拓扑算法。表 6-1 给出了馈线分析结果数据。

表 6-1 原型系统馈线数据

变电站	电路名	电路编号	节点	变压器	电路容量/kV·A	负荷因子	连接	总损耗	
								(kW)	(kVar)
St. Anthony	Crystals	0106	283	152	16122	0.312	10	61.08	234.53
St. Anthony	10th Street	0109	100	47	9927	0.253	2	10.99	32.60
St. Anthony	St. Ferdinand	0110	152	81	7750	0.324	7	9.11	37.86
South	Britain	0513	469	251	27582	0.390	6	226.72	802.16
South	Lido	0517	405	222	27147	0.333	9	292.36	809.14
South	Cedar	0518	417	230	30760	0.283	8	99.98	323.07

表 6-2 的第一列是线杆塔的编号以及与馈线的关联关系，第二列给出了受端负荷和转移负荷在最初的和最后的网损水平。网损减小量用两列显示，分别是通过潮流计算得到的结果和通过最优拓扑计算得到的结果，有意思的是后者的准确度更高。最后为电压水平，确保所有节点的电压在允许范围内。与表 6-3 类似，给出了 3 种能最大程度降低网损的配电系统重构的优化方案。

图 6-2 为配电系统的初始拓扑结构，图 6-3 为重构后的能降低网损的拓扑结构，两图中的数据代表那些两条馈线交汇处的线杆，很显然，都在线路的末端。

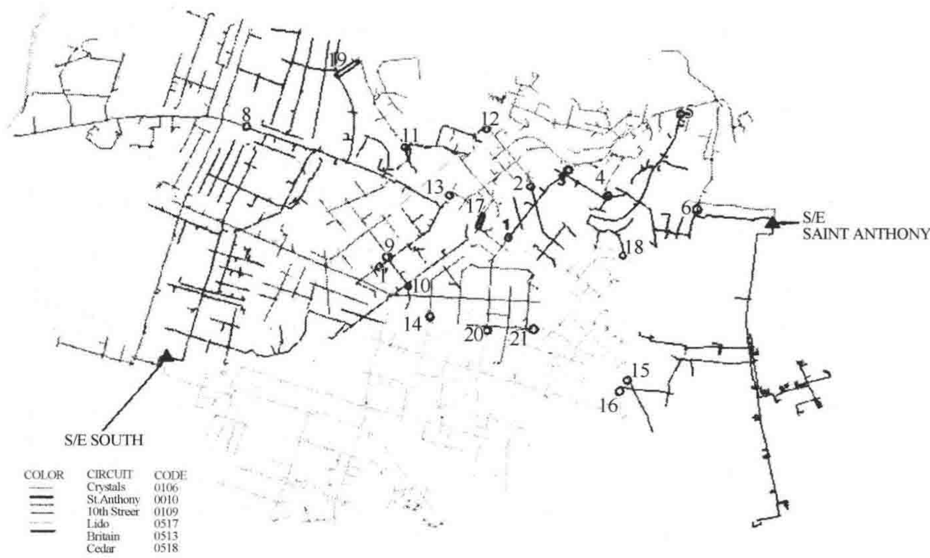


图 6-2 案例中配电系统初始拓扑结构

表 6-2 重构分析结果

连接编号	当前位置			建议位置		重构前损耗/kW			重构后损耗/kW			降低损耗/kW		电压最小值(pu)
	连接	电路		连接	电路	CRL	CTL	总计	CRL	CTL	总计	最优拓扑	潮流	
1	100483A-100483B	0110	0517	1003445-1192621	0517	9.11	292.36	301.47	46.58	163.26	209.84	90.45	91.63	0.970302
2	105861B-105861A	0110	0106	1184784-1060406	0106	9.11	61.08	70.19	35.87	23.21	59.08	11.05	11.11	0.973206
3	121478B-121478A	0110	0106	1059041-1059050	0106	9.11	61.08	70.19	43.51	16.66	60.20	9.88	9.99	0.970410
4	105880B-105880A	0110	0106	1059084-1059092	0106	9.11	61.08	70.19	50.48	14.45	64.93	5.18	5.26	0.967839
5	105850B-105850A	0110	0106	105850A-1184695	0106	9.11	61.08	70.19	9.37	60.48	69.85	0.33	0.34	0.989122
6	105392B-105392A	0110	0106	105392A-1053914	0106	9.11	61.08	70.19	9.11	61.08	70.19	0.00	0.00	0.989240
7	100349B-100349A	0518	0517	1192540-1192531	0517	99.98	292.36	392.34	101.83	289.43	391.26	1.10	1.08	0.955976
8	100285B-100285A	0518	0517	1002741-1203495	0517	99.98	292.36	392.34	100.64	291.12	391.76	0.61	0.58	0.956378
9	100370B-100370A	0518	0517	1003976-1192621	0517	99.98	292.36	392.34	130.15	252.65	382.80	9.11	9.54	0.947586
10	119244B-119244A	0518	0517	119244A-1192434	0517	99.98	292.36	392.34	99.98	292.36	392.34	0.04	0.00	0.956510
11	100857A-100857B	0106	0518	1008544-1008528	0518	61.08	99.98	161.06	74.64	84.55	159.19	1.90	1.87	0.958511
12	106023A-106023B	0106	0518	1008536-1201573	0518	61.08	99.98	161.06	82.34	73.40	155.74	5.37	5.32	0.958584
13	100357A-100357B	0106	0518	1092499-1092481	0518	61.08	99.98	161.06	89.36	69.60	158.96	2.14	2.10	0.957062
14	100447A-100447B	0513	0517	1004484-1192426	0517	226.72	292.36	519.08	229.28	288.57	517.85	1.20	1.23	0.932889
15	106202A-106202B	0109	0513	1061321-1184474	0513	10.99	226.72	237.71	56.66	118.02	174.68	62.63	63.03	0.968333

（续）

连接编号	当前位置			建议位置		重构前损耗/kW			重构后损耗/kW			降低损耗/kW		电压最小值(pu)
	连接	电路		连接	电路	CRL	CTL	总计	CRL	CTL	总计	最优拓扑	潮流	
16	106128A-106128B	0109	0513	5099684-1184482	0513	10.99	226.72	237.71	64.87	111.53	176.40	60.63	61.31	0.963412
17	1060546-1192248	0106	0517	1004646-1004638	0517	61.08	292.36	353.44	127.54	189.47	317.01	35.62	36.43	0.945557
18	5105455-1062115	0110	0513	5047145-1061852	0513	9.11	226.72	235.83	45.35	138.54	183.89	51.67	51.94	0.968140
19	1008340-1060872	0518	0106	—	—	99.98	61.08	161.06	—	—	—	—	—	—
20	100498A-100498B	0513	0517	1004930-1192337	0517	226.72	292.36	519.08	255.70	255.93	511.63	7.32	7.45	0.928727
21	100209A-100209B	0513	0517	1192370-1192353	0517	226.72	292.36	519.08	250.19	266.32	516.51	2.41	2.57	0.928589

表 6-3　获得最大降损效果的优化方案

连接编号	当前位置			建议位置		重构前损耗/kW			重构后损耗/kW			降低损耗/kW		电压最小值(pu)
	连接	电路		连接	电路	CRL	CTL	总计	CRL	CTL	总计	最优拓扑	潮流	
1	100483A-100483B	0110	0517	1003445-1192621	0517	9.11	292.36	301.47	46.58	163.26	209.84	90.45	91.63	0.970302
12	106023A-106023B	0106	0518	1008536-1201573	0518	61.08	99.98	161.06	82.34	73.40	155.74	5.37	5.32	0.958584
15	106202A-106202B	0109	0513	1061321-1184474	0513	10.99	226.72	237.71	56.66	118.02	174.68	62.63	63.03	0.968333
TOTAL						81.18	619.06	700.24	185.58	354.68	540.26	158.45	159.98	



图 6-3　以降损为目标的最优拓扑结构

假设负载系数为 1，用一种简单的降低成本评估方法可得如下结果：

单位电量成本：0.1 美元/kW · h。

假设负载系数为 1（负载系数定义为平均负荷/峰值负荷），计算年节省费用。

损耗减少：160kW（从表 6-3 中得出）。

年节省费用：160kW ×8760h ×0.10 美元/kW · h = 140160 美元。

如果原型系统仅代表整个系统的 5%，那么整个系统每年可节省 2803200 美元。

6.2 遥控开关位置

开关可以是断路器、重合器或者分段器，开关应该可以遥控以保证在需要时快速进行重构操作。

开关的配置以提高网络的可靠性和灵活性为准则，下面进行详细阐述。

6.2.1 提高可靠性

可靠性的基本概念在第 5 章中已有介绍，这里用这些概念来说明如何沿馈线加装开关来大幅提高配电系统的可靠性。如果在重要负荷区段上安装带保护的断路器，则下游的故障不会影响上游的负荷供电，从而提高可靠性指标。加装开关的好处可以通过可靠性提高的程度来衡量。

【例 6.2】 图 6-4 配电系统含有 3 条馈线。表 6-4 给出了每个负荷的有功和无功数据，表 6-5 给出了每条线的可靠性参数。计算故障率、年停电小时数、故障概率以及如下几种场景中节点 11 处的失电量：

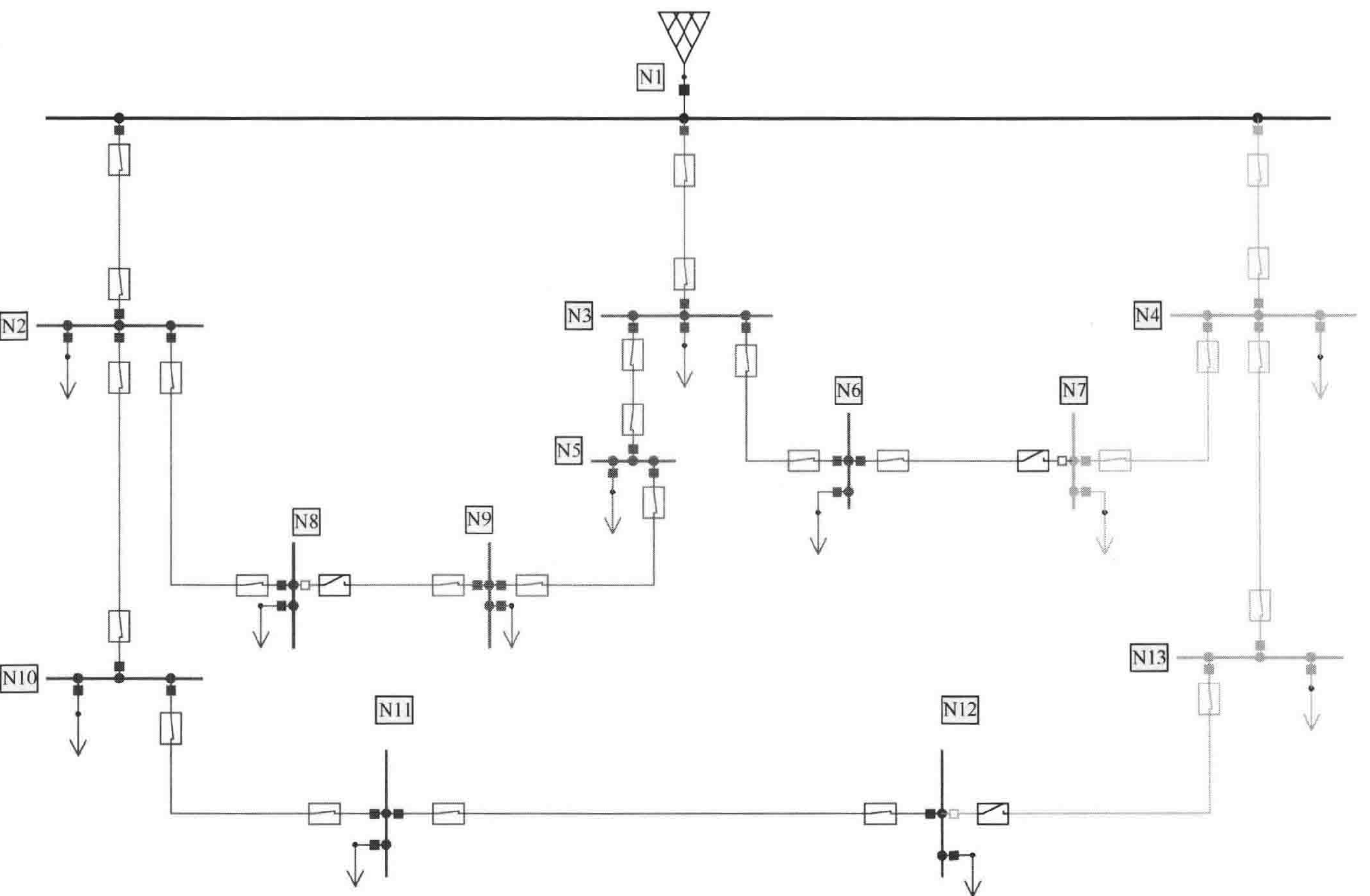


图 6-4 例 6.2 中的系统图

表 6-4　例 6.2 中的负荷数据

名　　称	P/MW	Q/Mvar
LN_{02}	2	1.0
LN_{03}	2	1.0
LN_{04}	2	1.0
LN_{05}	5	2.5
LN_{06}	5	2.5
LN_{07}	5	2.5
LN_{09}	5	2.5
LN_{10}	7	3.5
LN_{11}	5	2.0
LN_{12}	2	1.0
LN_{13}	7	3.5

表 6-5　例 6.2 中的线路数据

名　　称	长度/km	$\lambda*$/(1/yr-km)	r/h
L_{01-03}	1.0	1.4	0.5
L_{06-07}	1.2	1.4	0.5
L_{03-06}	1.7	1.4	0.5
L_{04-13}	1.9	1.0	0.75
L_{01-04}	0.8	1.2	0.45
L_{02-08}	2.6	1.2	0.45
L_{01-02}	2.0	1.0	0.75
L_{09-08}	2.2	1.4	0.5
L_{10-11}	3.0	1.4	0.5
L_{11-12}	1.0	1.2	0.45
L_{03-04}	1.5	1.4	0.5
L_{05-09}	2.0	1.2	0.45
L_{03-05}	1.4	1.0	0.75
L_{02-10}	2.1	1.4	0.5
L_{13-12}	1.5	1.4	0.5

（a）正常情况；

（b）移去变电站 N11 附近连接 N11-N12 的断路器；

（c）移去变电站 N10 附近连接 N2-N10 的断路器；

（d）移去变电站 N2 附近连接 N2-N8 的断路器；

（e）移去变电站 N4 附近连接 N4-N13 的断路器。

使用可靠性评估方法，比较每种场景对整个系统可靠性的影响。

若考虑配电系统可能发生多种故障，将会使得计算变得困难，因为是通过不同系统元素间的场景组合或者场景选择来分析每个节点的，如此，需要用到专用的电力系统分析软件。

基本操作场景（a）的计算结果显示如图 6-5 所示。

在场景（b）（见图 6-6）中，只移除节点 11 后的断路器，可以看到，可靠性降低了。可以这样解释，因为该断路器可以切除节点 11 的所有故障。该节点后的故障可以由一组识别、隔离和恢复供电来消除。这增加了节点 11 受一段持续故障时间带来的损失。

对于场景（c）（见图 6-7），节点 N10 前的断路器被移除，与第一种场景相比，可靠性没有变化。因此，从系统中移除该元件不改变该节点之前的故障处理能力。

对于场景（d）（见图 6-8），节点 N2 附近、N2 和 N8 之间的断路器被移除。与第一种场景相比，从系统中移除该元件对节点 11 的可靠性有影响。

其他馈线的变化也能够影响相邻馈线的可靠性。在场景（e）（见图 6-9）中，母线 N1 处，连接母线 N4 的断路器被移除。

表 6-6 总结了每种场景对可靠性指数的影响，该表有 6 列，第 1 列为场景，第 2 列为对应的故障率，第 3 列为故障修复时间（MTTR），第 4 列为年不可用时间；第 5 列为故障时的总失电功率量，第 6 列为故障时的总失电量。

表 6-6 不同场景下节点 11 可靠性数据对比

	F/(1/yr)	γ/h	Q/(min/yr)	P/(MW/yr)	W/(MW·h/yr)
场景 a	9.137	0.555	304.142	45.683	25.345
场景 b	10.335	0.543	336.523	51.676	28.044
场景 c	9.137	0.555	304.142	45.683	25.345
场景 d	12.253	0.528	388.333	61.266	32.361
场景 e	10.096	0.545	330.047	50.478	27.504

6.2.2 提高灵活性

加装可以改变拓扑结构的可遥控开关后，配电网的结构就不再是固定的了。从这个角度看，加装开关能够达到以下两个目的：

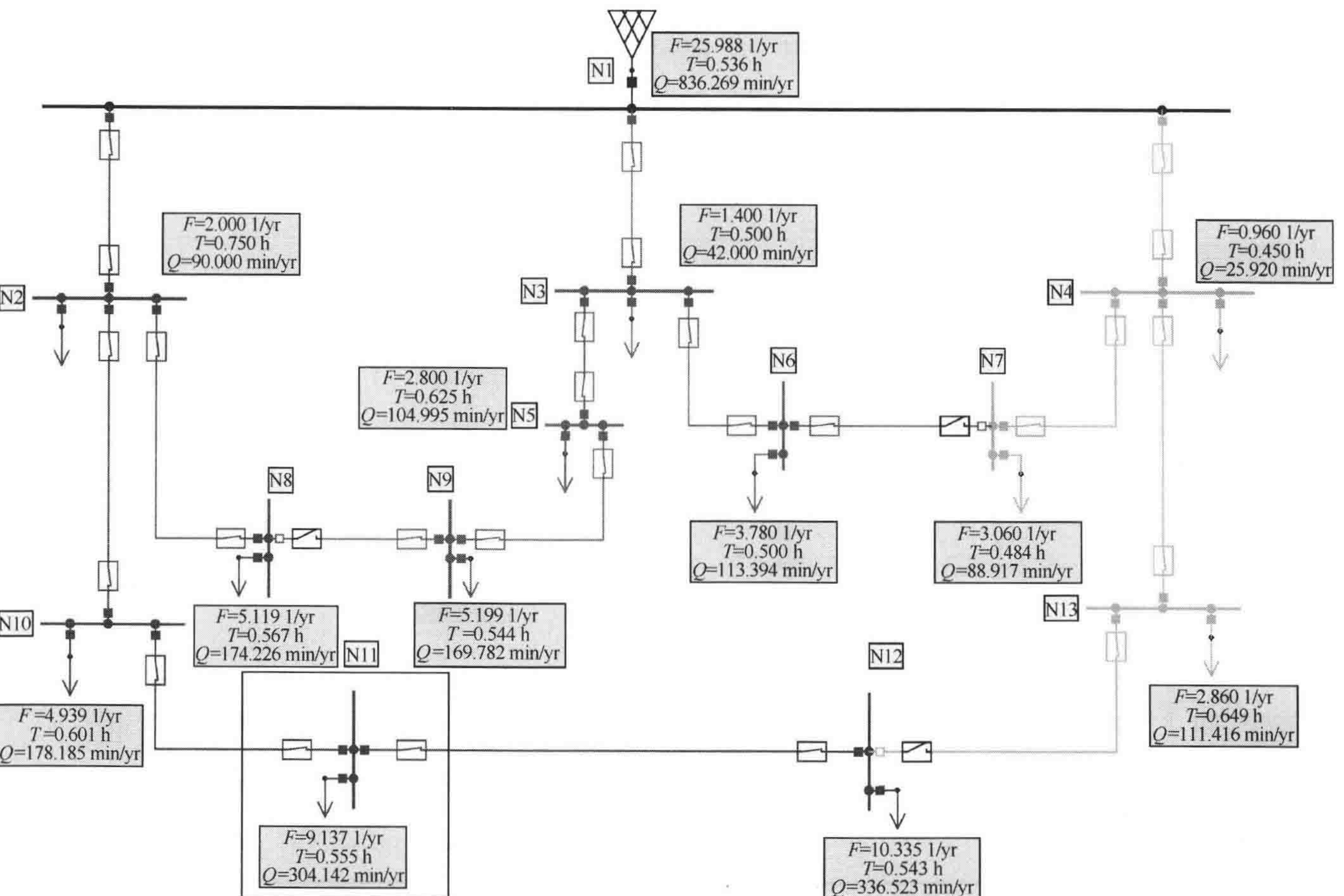


图 6-5　例 6.2 中场景（a）的结果

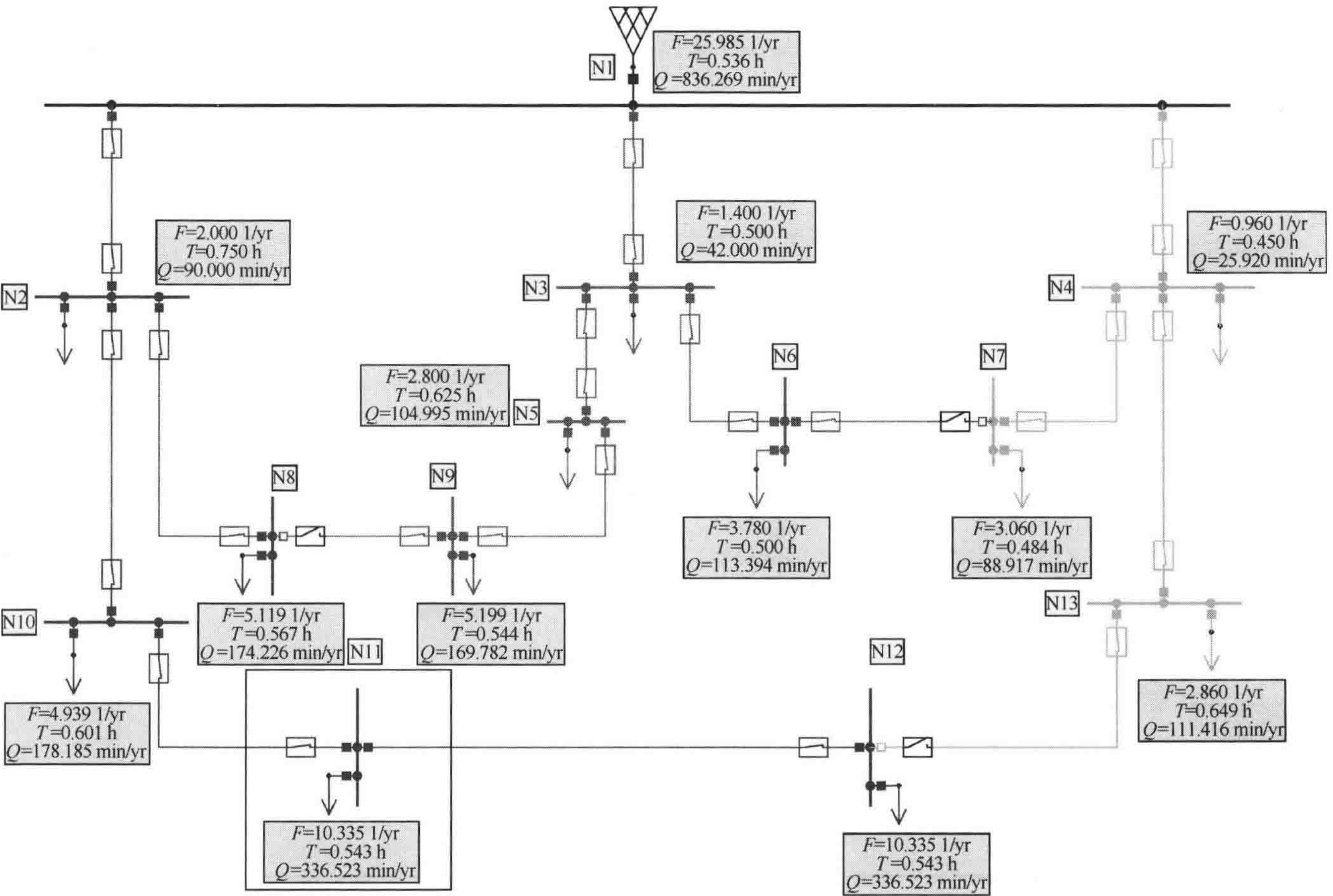


图 6-6　例 6.2 中场景（b）的结果

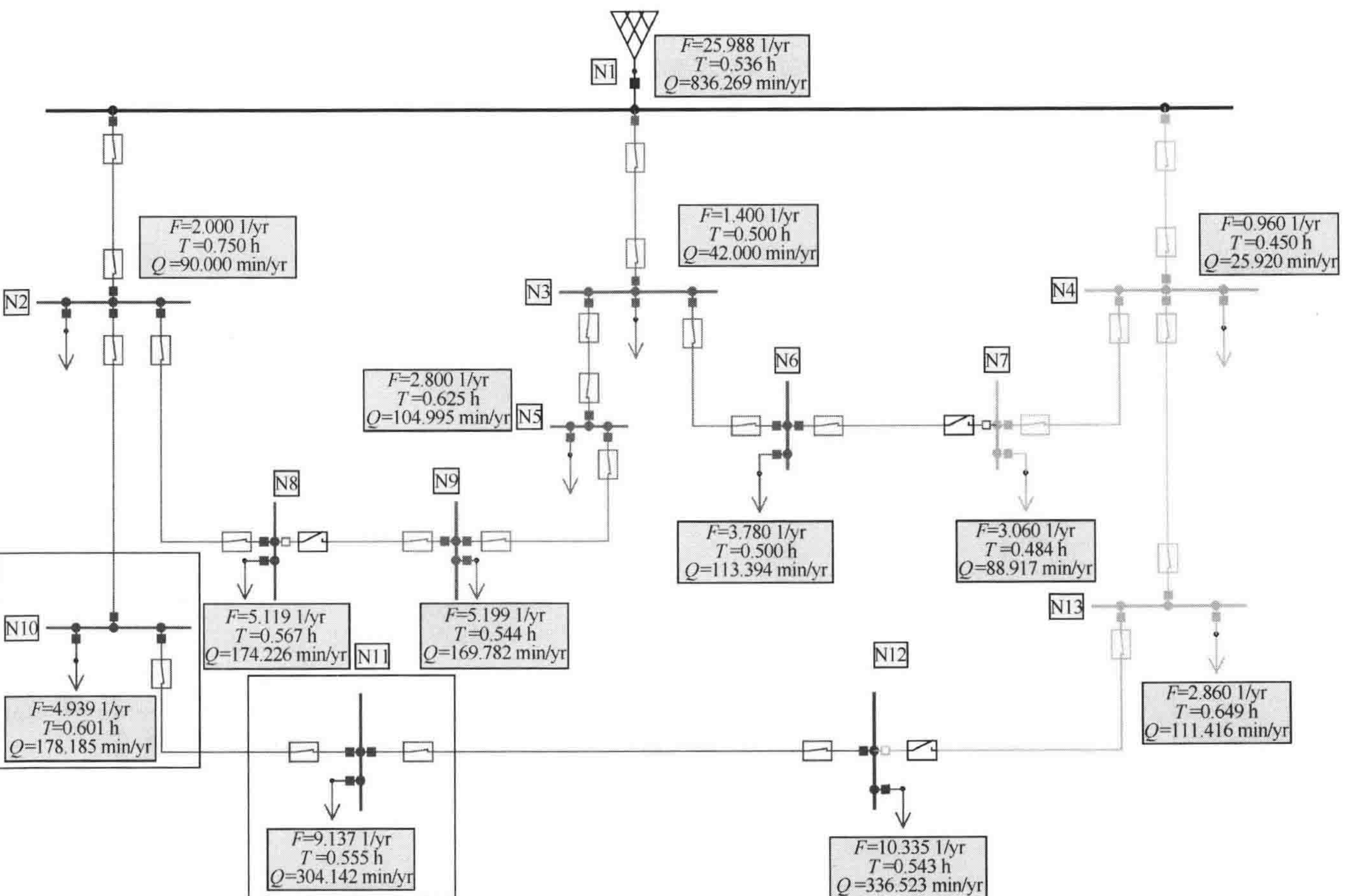


图 6-7　例 6.2 中场景（c）的结果

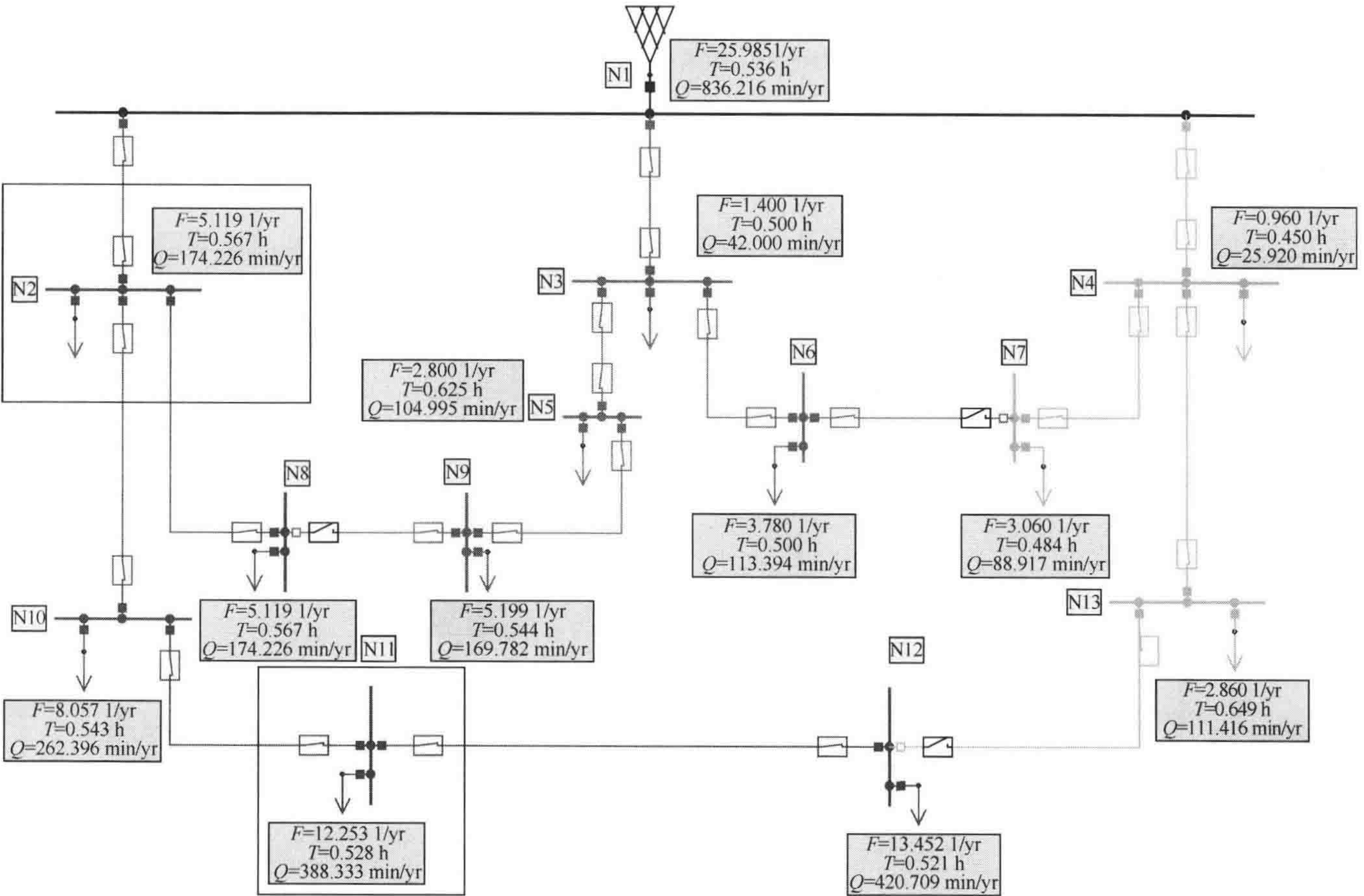


图 6-8　例 6.2 中场景（d）的结果

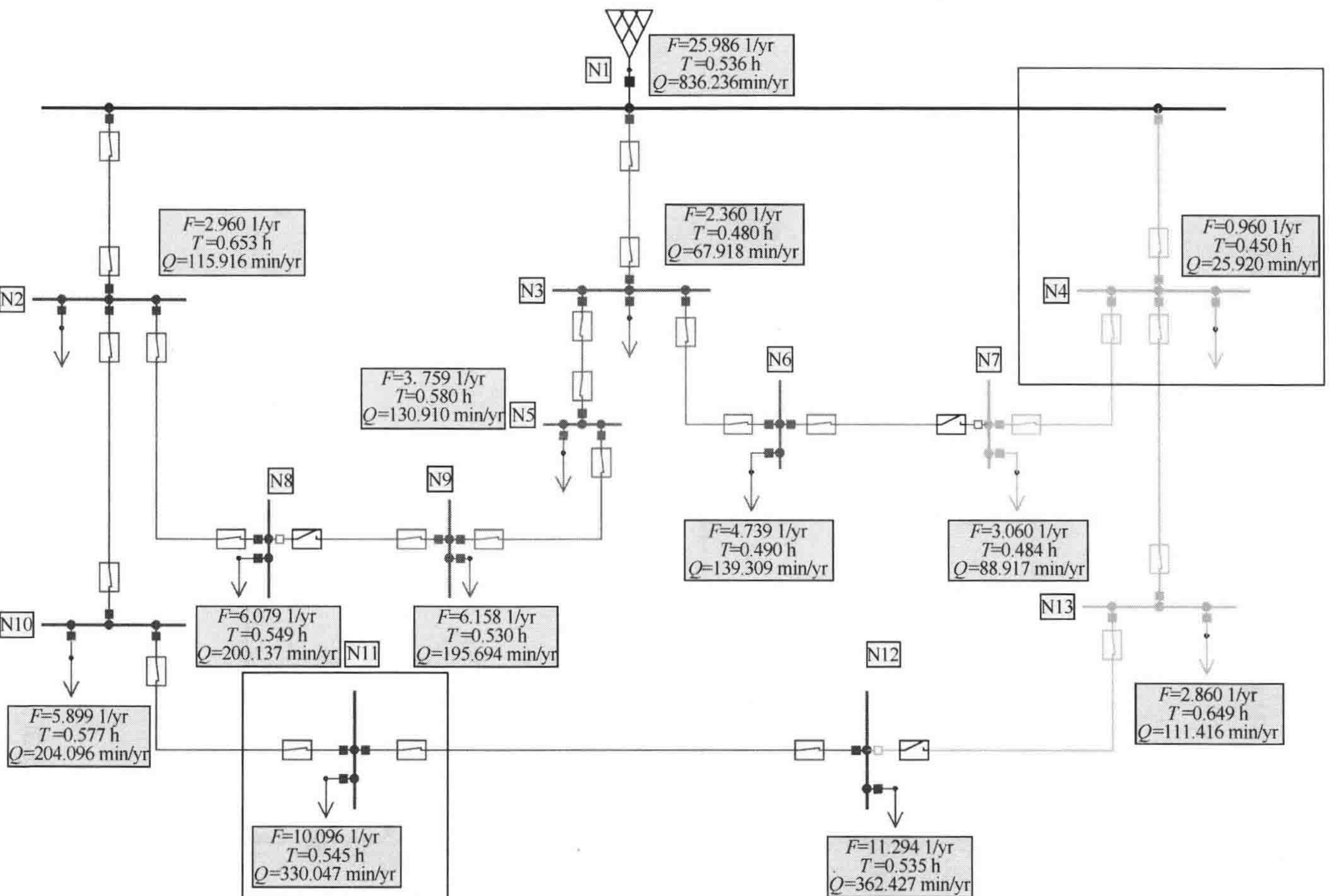


图 6-9　例 6.2 中场景（e）的结果

1）馈线被分成尽可能相等的供电区域；

2）利用边界点的柔性开关，可以向一个或多个负荷区供电。

图 6-10 显示了每个常开连接的灵活性。连接位于馈线的第一区段，比如编号第 5 时，不能通过常闭开关转移部分负荷，只能转移整体负荷。这是一类无效选项，因为丧失了馈线的辐射性。

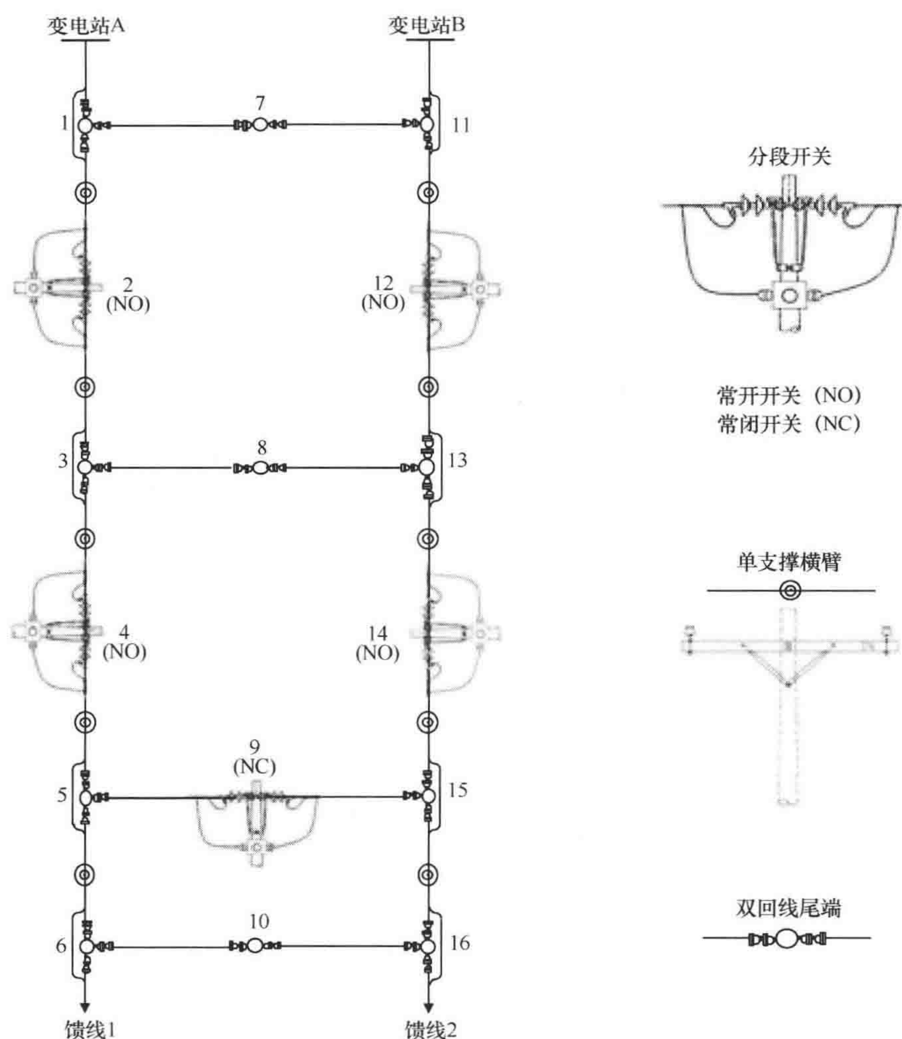


图 6-10　装有远程遥控开关的双馈线系统

开关位于馈线的第二区段，如编号第 6 时，可以转移 2/3 的负荷以保持馈线为辐射状。

开关位于馈线的最后区段，如编号第 7 时，允许转移 1/3 或 2/3 的馈线负荷。因

此，位于这一区段的开关进行远程控制负荷转移的灵活性最高。

正常情况下，在两个邻接馈线间至少有一个常开开关。常闭开关安装在馈线主干线上以便于进行负荷转供。在理想情况下，每兆瓦应至少有一个常闭开关，或者安装多个常闭开关让馈线具有适当的灵活性。由于应用监控设备和先进的通信系统，现阶段大多数常开和常闭开关都可以通过控制中心远程遥控操作，图6-11是这类开关的一个示例。

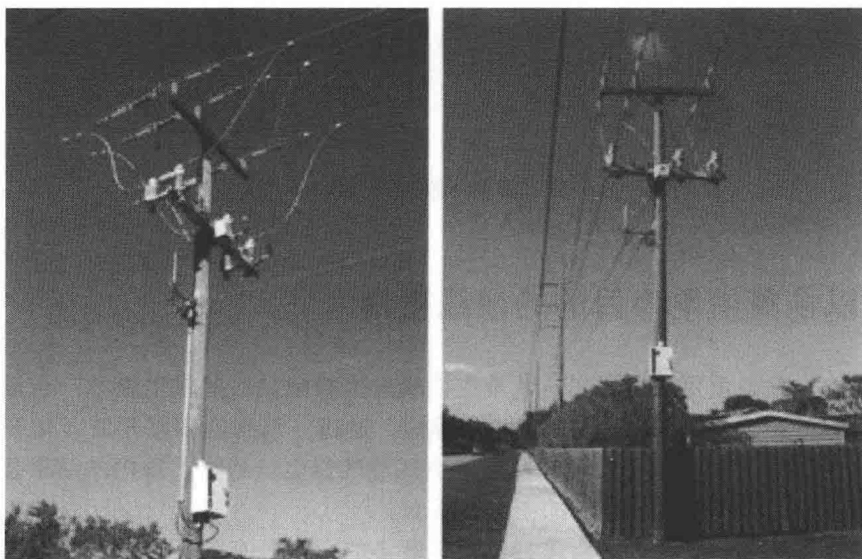


图6-11 配电系统中开关所处位置

6.3 以改善运行状况为目的的馈线重构

馈线重构的意思是闭合两条馈线之间的联络开关，并且打开其他开关以保持馈线的辐射状结构，从而改变网络的拓扑结构。

重构的目的是改善网络运行状况，特别是降低网损。配电系统应该在满足众多约束条件的前提下保证损耗最小。这些约束包括：无负荷失电、过电流保护设备配合、电压降不越限、保持辐射状结构以及线路、变压器和其他设备载流不越限。

切换开关的过程假设从辐射状运行状态开始，因此配电网需要最初是辐射状运行状态。首先闭合一个联络开关，其次在形成的环状结构中断开一个开关，以保证配电网恢复到辐射状结构。以降低网损为目标，采用启发式和近似计算得出需要操作的开关，当网损无法再降低时重构停止。

图6-12是一个四馈线系统，重构显著降低了网损。

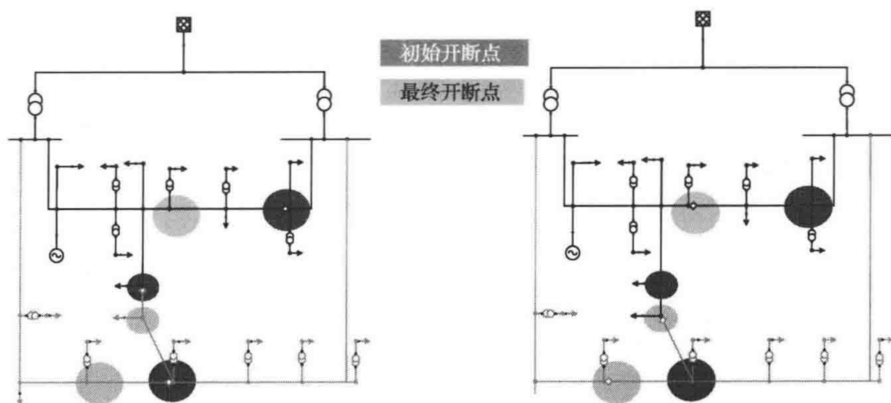


图 6-12 降低网损的网络重构示例

6.4 以恢复供电为目的的馈线重构

配电自动化最重要的功能之一就是主馈线发生故障之后的供电恢复。自动供电恢复的主要目的是在主馈线或变电站发生故障后，通过一系列的联络开关（常开）和分段开关（常闭）的操作，尽可能地恢复停电区域的供电。通常，重构的结果是将非故障失电馈线段的负荷转供到相邻的正常馈线上。

供电恢复重构的方案可能有多种，但其解集的大小是有限的，由联络开关和分段开关的不同分合组合来确定。

解集的大小会随着设备数量的增多呈指数级增长，因此可能面临维数灾。解集针对需要满足的功能目标，包含了非故障失电区域内设备的状态组合。

网络重构改变了拓扑、线路潮流以及短路电流。因此，对于同一个故障，不同的方案可能都是可行的。

在这些情况下，设备、电压分布以及设备加载都必须加以考虑。必须重新设置继电器的启动电流和圆盘时间以避免滋扰跳闸或误动，这就需要进行相应的保护整定。

6.4.1 故障定位、隔离与供电恢复（FLISR）

故障后的恢复步骤可总结如下：

1）相应的继电器动作，断开断路器。如果重合闸后故障依然存在，断开馈线。

2）故障定位，相应的分段开关断开隔离故障。

3）从馈线出口到第一个断开开关的区段恢复供电，即故障上游恢复供电。

4）故障失电区段通过操作常开开关转供到一个或多个相邻馈线，即故障下游恢复供电。

5）故障区段由工作人员进行修复，系统恢复到故障前状态。

前 4 个步骤应该尽可能快地完成以避免影响 SAIFI 和 SAIDI 指标。在大多数国家，停电会持续 1min 或者更长。

上述步骤以图 6-13 中对应正常运行结构的配电系统来说明。该系统含 4 个变电站，每个变电站有一条馈线，分别编号为 1、2、3、4；每条馈线分别有一个出线短路器，编号 B1、B2、B3、B4。该系统有 14 个负荷区段，编号 Z1 ~ Z14；有 13 个开关，编号 S1 ~ S13。开关 4、9 和 12 是常开开关，其他的是常闭开关。如果在区段 Z2 发生了故障，为了尽快恢复供电，图 6-14 ~ 图 6-17 分别对应前 4 个步骤。第 5 步是将系统恢复到正常运行结构。

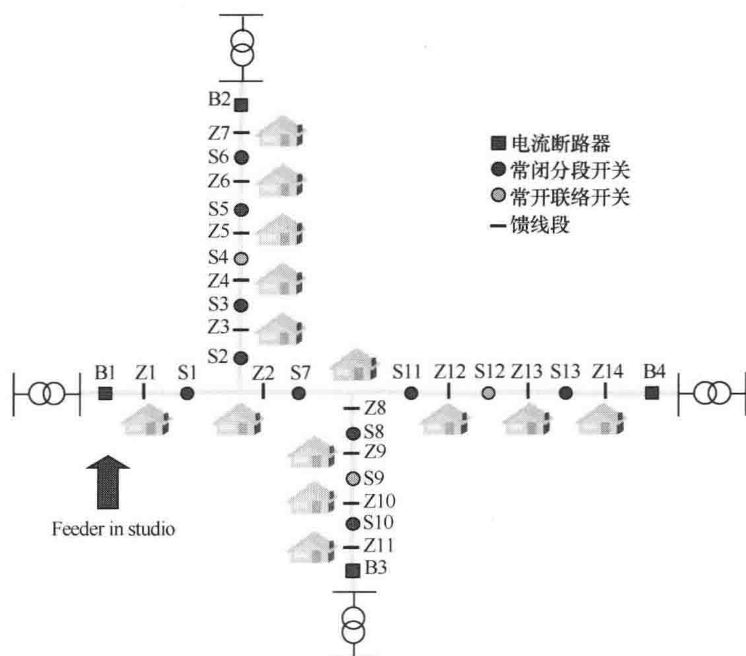


图 6-13　正常运行结构

【例 6.3】本例是一个配电系统，该系统从 3 个变电站中引出 3 条馈线。系统中布置了一些开关以提高系统运行灵活性。该例子显示了故障 F_1 发生后系统重构的 5 个步骤。

系统有 14 个分段开关（常闭）、3 个联络开关（常开），编号为 T1、T2、T3。算例指出先选择分段开关，再选择联络开关。故障 F_1 发生后的 5 个步骤如下：

1）继电器在馈线 1 清除故障。

2）开关 1 和 2 开断隔离故障。

3）继电器重新闭合以恢复馈线 1 出线到开关 1 区段的供电（上游恢复供电）。

4）选择表 6-7 中的故障 F1 的最佳恢复方案（下游供电恢复）。

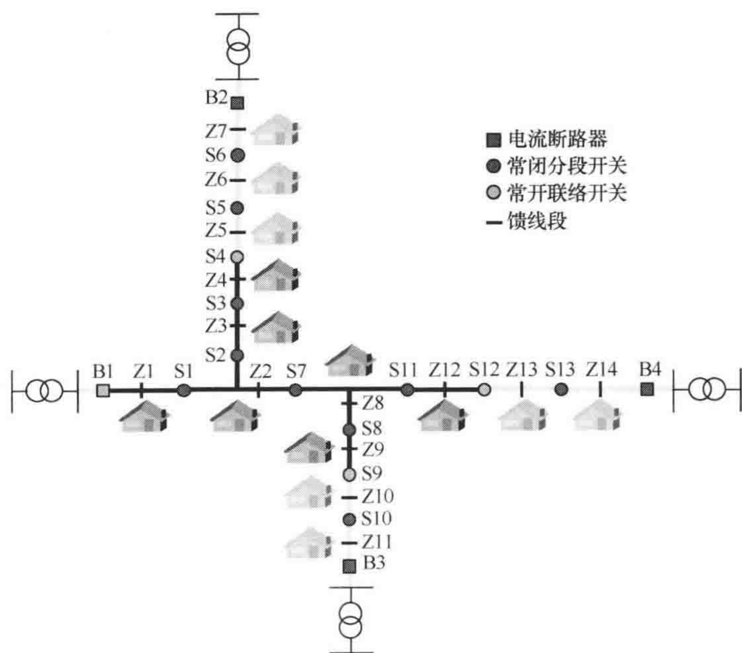


图 6-14 通过 B1 处继电器进行故障清除——步骤 1

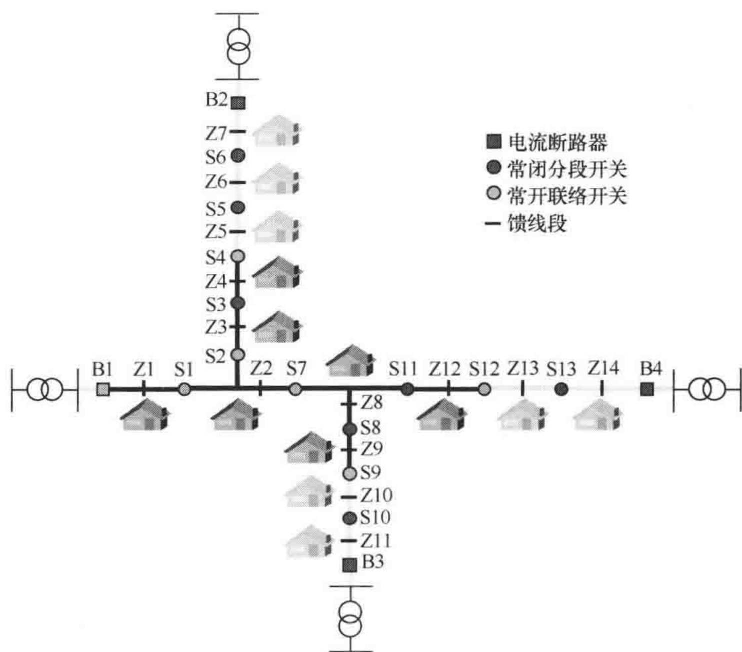


图 6-15 通过断开相应的开关进行故障隔离——步骤 2

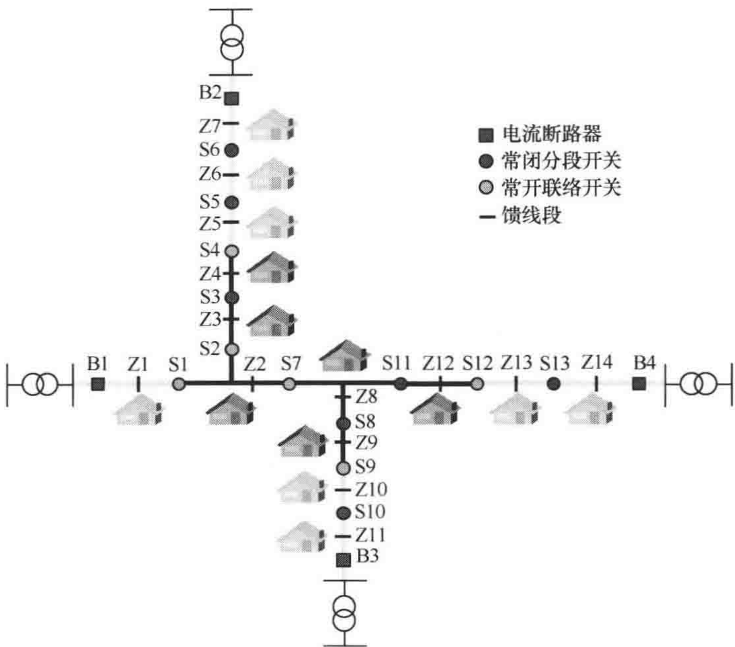


图 6-16　重新闭合 B1——步骤 3（上游恢复供电）

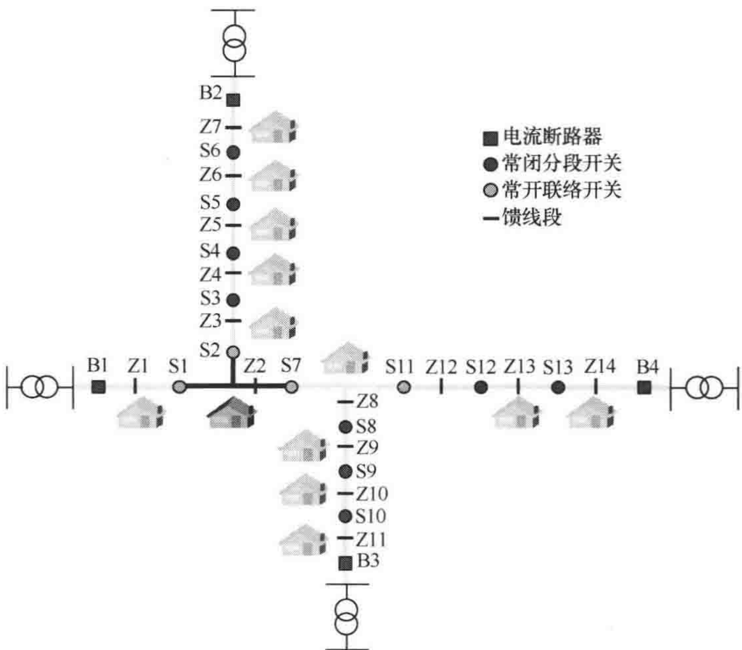


图 6-17　通过操作常开开关和常闭开关进行网络重构——步骤 4（下游恢复供电）

表 6-7　例 6.3 系统重构方案

故　障	断　开	闭　合
F1	1 和 2	T1 或 T3
F2	8 和 9	T1 或 T2
F3	12 和 13	T2 或 T3

5）故障修复，系统恢复到正常运行状态。

针对故障 F_2 和 F_3 也可进行同样的分析。表 6-7 给出了图 6-18 中 3 个不同故障的开关操作方案。需要注意的是，对于故障 F_1，一旦分段开关 1 和 2 断开，可以通过闭合联络开关 T1 或 T3，甚至通过断开开关 3 或 4 并且闭合 T1 和 T3 来实现故障恢复。

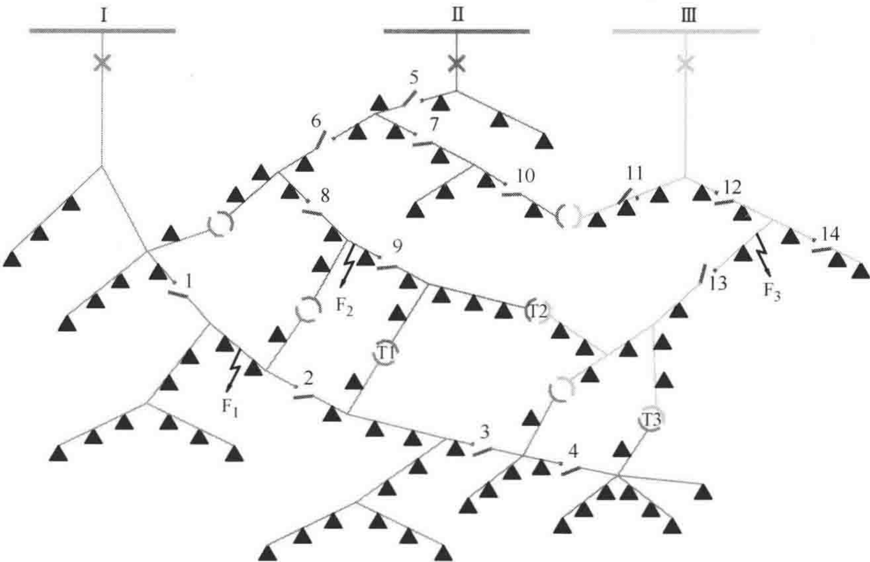


图 6-18　三馈线系统供电恢复的开关位置

6.4.2　人工恢复和 FLISR 的对比

永久性故障发生时，如果无 FLISR 方案，非故障失电区域的用户可能会经历较长时间的停电。图 6-19 显示了传统故障处理方法所用的时间，这种系统中只安装了没有任何自动化功能的开关。在这种情况下，维修人员必须达到指定区域并人工操作开关以在可行范围内恢复上下游供电。

6.4.3　重构的约束条件

进行网络重构操作时系统应该满足如下的约束条件：

- 变压器和线路的载流量应该在规定的范围内。

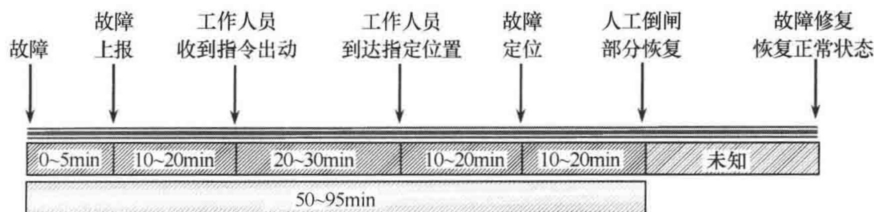


图 6-19　典型的故障处理方法所用时间

- 电压降应保持在安全裕度之内。
- 系统应始终保持辐射状。
- 设备操作不能超过规定次数。
- 重要负荷应首先恢复供电。
- 系统应尽可能保持平衡。
- 保护必须和系统状态协调。

【**例 6.4**】采用图 6-13 中的系统来说明供电恢复的本质。假设每个馈线段（Z1 到 Z14）的负载量都是 1（标幺值），图 6-20 显示了每条馈线的负荷量。该例说明了当故障发生，系统经过前述步骤 4 重构后受到的影响。

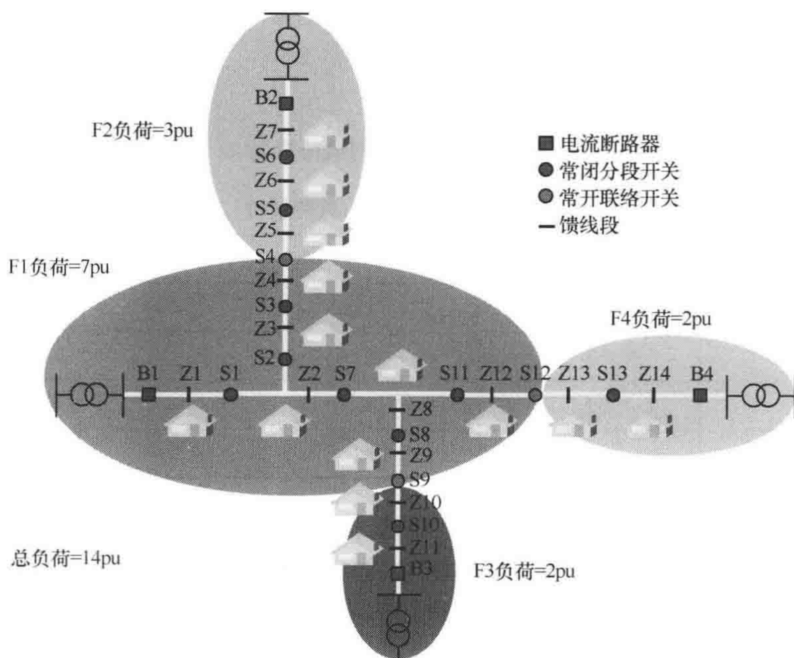


图 6-20　正常情况下的负荷情况

在发生需要操作断路器 B1 的故障时，系统需要清除并隔离故障，并在相邻馈线有足够容量裕度的前提下对非故障失电区域的负荷进行转供。重构可选择的方案随设备

如分段开关、联络开关的数量呈指数级增长。重构的算法的结果应该满足运行的约束条件。重构后的系统如图6-21所示，图中除了馈线段Z2需要运维人员清除故障外，所有的馈线段都已恢复供电。很明显，重构后的系统馈线1~4的负载量和重构前不同。表6-8显示了馈线在故障前和重构后的负载量以及总电流的比例。

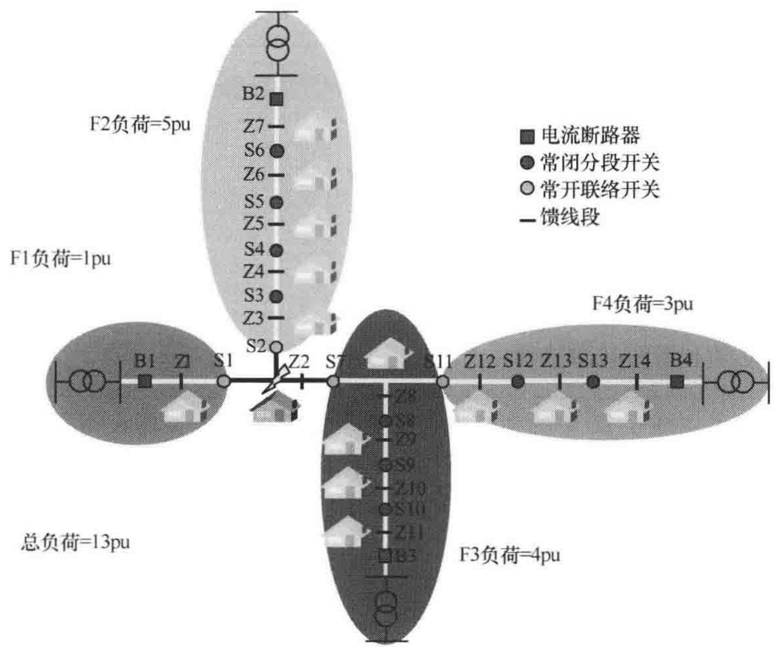


图6-21 重构后的负荷情况

表6-8 例6.4中的负荷情况

馈 线	故 障 前	重 构 后	I_{after}/I_{before}
B1	7	1	1/7
B2	3	5	3/5
B3	2	4	2/4
B4	2	3	2/4

显然，重构后对馈线1来说没有跳闸风险，然而对于馈线2、3和4来说则有因负荷骤增而超过保护定值从而引起相应断路器跳闸的风险。因此，必须采取如自适应保护之类的措施，以避免任何由滋扰跳闸引起的系统运行状态恶化。

6.4.4 FLISR集中智能控制中心

集中式智能控制中心仍然是含变电站电力系统最常用的自动化控制模式。依托强大和快速的SCADA系统，集中式智能控制中心需要非常好的基础通信设施。对于配电

系统来说，集中式智能控制中心不但可以对变电站设备进行适当的控制，还可以控制馈线上的所有设备，包括断路器、开关、电压调节器以及电容器，所有的设备都由控制系统监测和直接控制。这种方式非常有效，但是需要大量的通信投入。

集中智能控制中心的 FLISR 能实现如下功能：

• 通过实时 SCADA 系统的信息（故障指示器或者故障电流）或人工报告分析故障。

• 基于配电网络的状态隔离故障。

• 生成推荐的开关操作方案用于隔离指定故障和恢复受影响的负荷。

• 根据网络状态、拓扑结构、设备安全裕度和期望目标提出多个恢复计划。

通过图 6-22 ~ 图 6-27 的阿尔斯通（ALSTOM）公司实例来说明如何使用集中智能控制中心进行网络重构。



图 6-22　FLISR 集中智能控制中心检测故障（经 ALSTOM 授权转载）

6.4.5　FLISR 分布式智能体

分布式智能利用多个对等的设备协作（称为群体）实现自动的隔离故障区段，需要通信以及保护设备的协调。其目标是对相邻馈线进行重构以在故障后恢复负荷供电（尽可能减小停电的用户数、负荷量及时间）。

已有使用分布式智能体生成供电恢复方案的应用软件。图 6-28 显示了针对一个故障区段的应用。图 6-28a 为正常状态的配电网系统。图 6-28b 显示了在开关 F、G、J 之间群体 6 上发生故障。所有受影响群体的开关过流、电压下降。因此，开关 J 断开以隔离故障。图 6-28c 显示了群体 6 检测到故障并根据电压降断开开关 F、G 和 I。最后，图 6-28d 显示了在短时间内所有的非故障失电区段被恢复：群体 7 闭合开关 K；群体 4

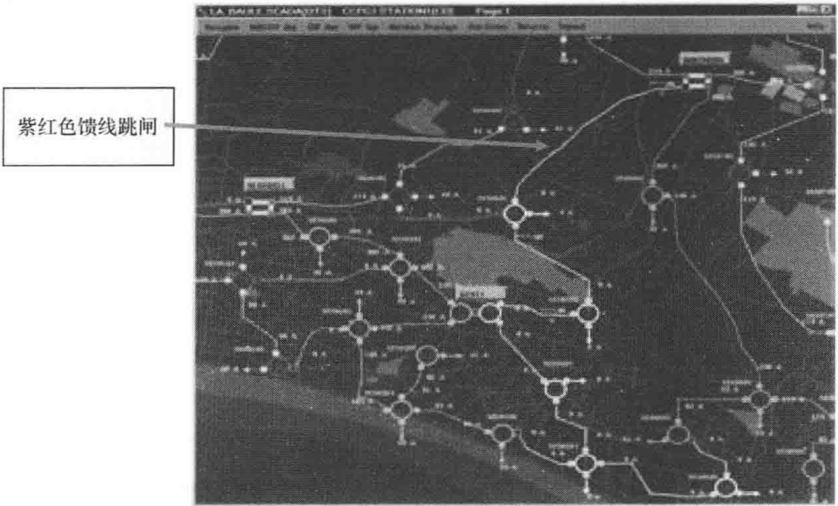


图 6-23 通过断开相应的馈线实现故障隔离

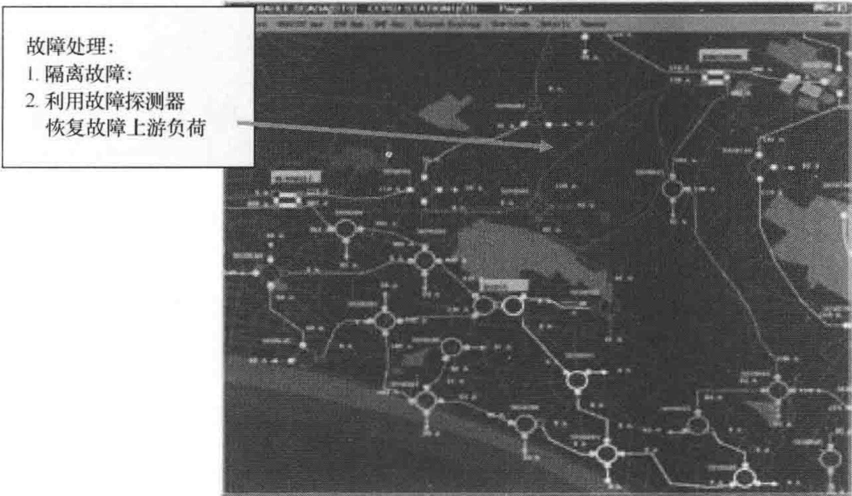


图 6-24 上游负荷恢复供电

和 5 闭合开关 E；群体 2 和 3 闭合开关 C。

值得注意的是，其他更先进的算法可以更精确地定位故障。在这个前提下，在步骤图 6-28c 中由于开关 F、G 和 J 已经断开隔离了故障，开关 I 就不需要再断开了。

分布式智能发展迅速，其应用在一些具有长馈线的配电系统（如美国）中非常受欢迎。分布式智能能够避免控制中心的信息拥堵，因为只在一个群体内的各个元件之间进行通信。但是，这种方法也有缺点，未考虑整个系统。这就意味着无法找到整个系统最优的拓扑结构。

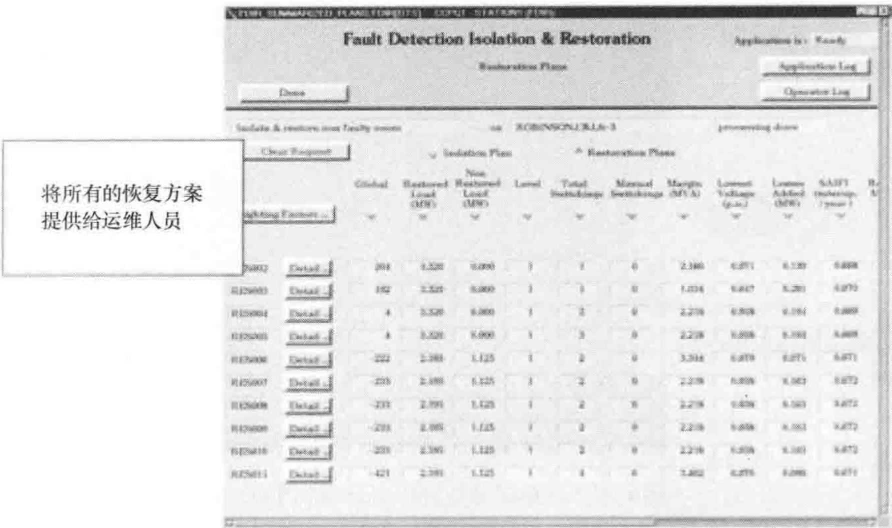


图 6-25　可行的下游恢复方案

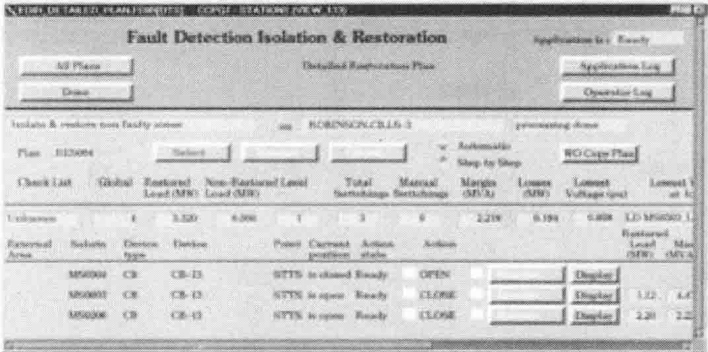


图 6-26　选择最好的恢复方案

6.4.6　FLISR 就地智能

就地智能在有 SCADA 系统之前就已经应用了很多年。就地智能应用非常简单，可靠性高，不需要通信系统，尽管在一些情况下利用通信系统可以辅助获得更好的结果。就地智能执行断开和闭合开关的动作以满足事先制定好的条件。

下面用图 6-29 中的两馈线系统说明就地智能的概念。每条馈线有两个开关。左边的第一条馈线由变电站 A 供电，右边的第二条馈线由变电站 B 供电。图 6-30 显示开关 R03 和 R04 之间发生了一个故障。开关 R04 首先动作，由于故障一直存在，开关 R04

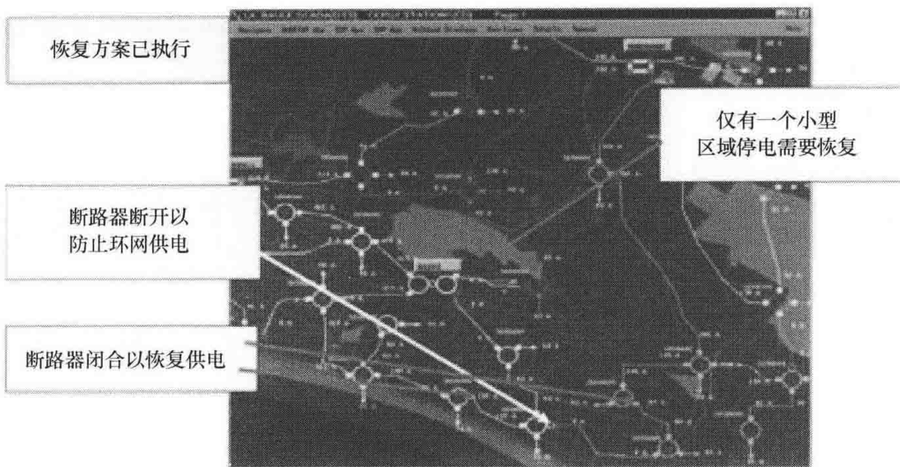


图 6-27　下游的非故障失电区域恢复供电

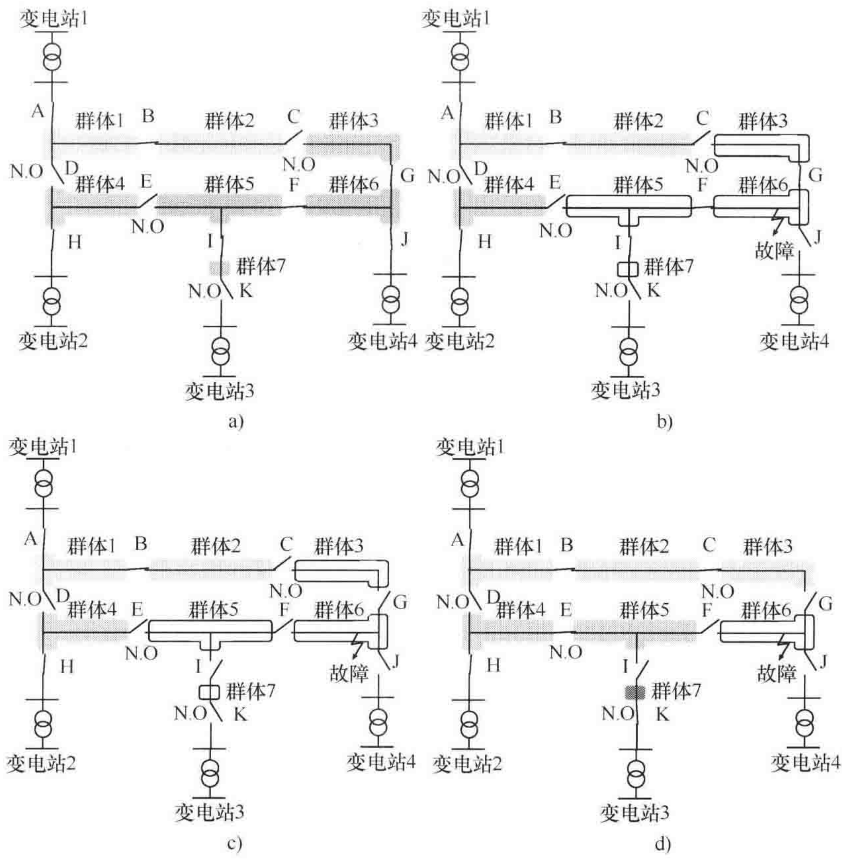


图 6-28　FLISR 分布式智能体恢复方案实例

在尝试多次动作后失败并最终锁止。随后，其他的开关 R03 根据自动反向送电功能（Automatic Back Feed Restoration，ABR）动作，尝试通过闭合开关送电。ABR 的作用是对失电负荷侧常开的开关发出闭合的指令。在该例中，由于故障一直都存在，开关 R03 也最终锁止。最后，故障被隔离清除，如图 6-31 所示。

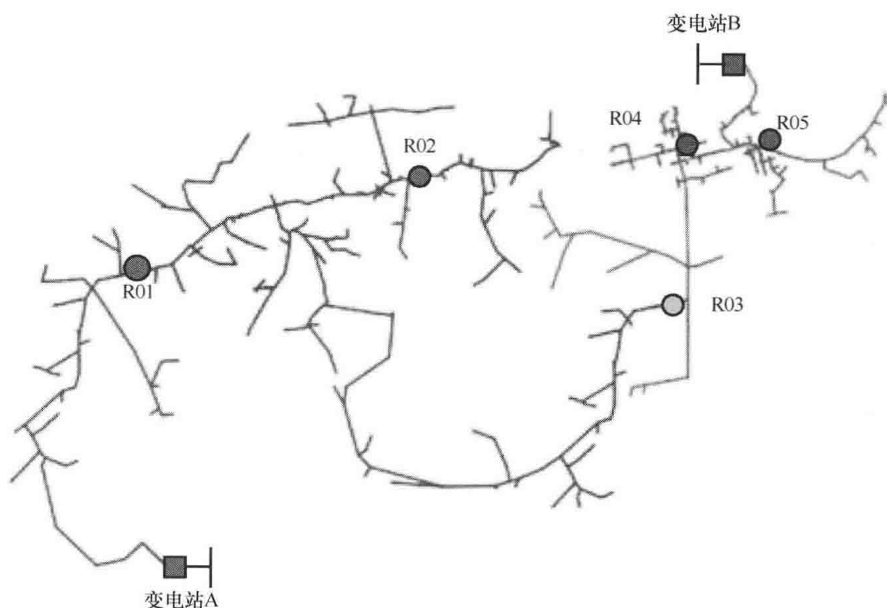


图 6-29 FLISR 就地智能配电系统实例

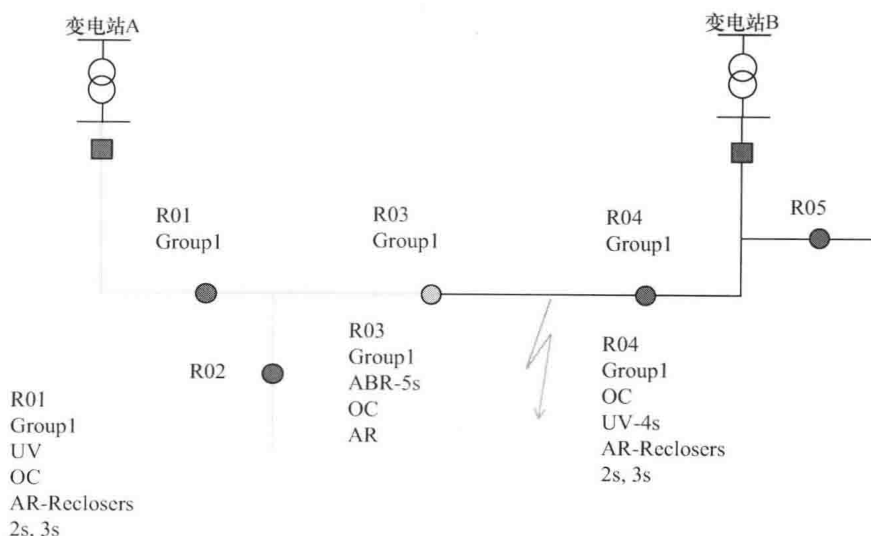


图 6-30 R03 和 R04 间发生故障

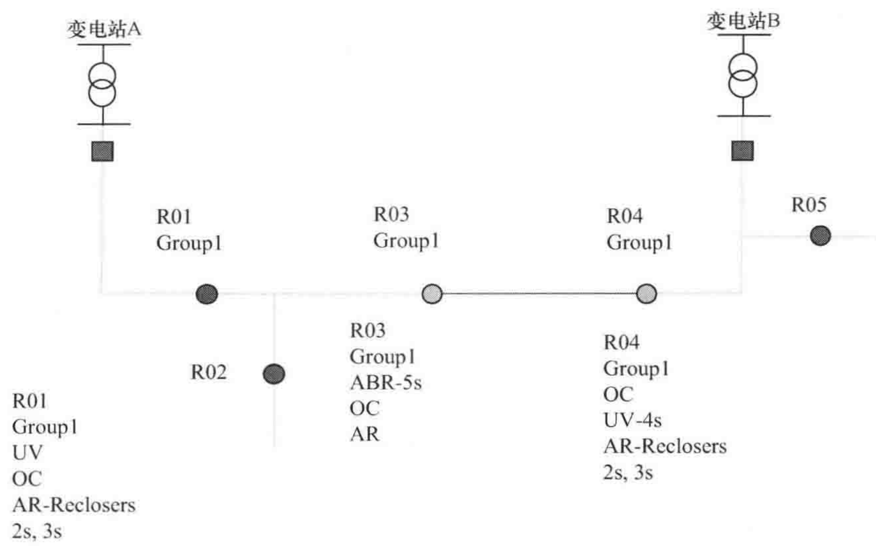


图 6-31 就地智能操作后的最终拓扑

第 7 章　电压/无功控制

保持电压在预定范围内是电力系统运行的一个主要目标。正如第 3 章所述，为了实现这一目标，要对无功功率进行监测，因为电压与无功密切相关。因此，通常是同时处理这两个问题。

近年来，特别是随着智能电网的发展，“VVC”被提出。“VVC”表示电压/无功控制，是指采用调压设备和无功功率控制技术使得在所有负载条件下配电系统各节点电压水平均保持在可接受范围之内。如今现代软件技术和通信技术的发展为这些目标的实现提供了条件，因此全世界大多数电力公司的服务质量都有了显著的提高。

电压调节和无功功率控制是通过投切安装在线路上的电容器、变电站主变的负载分接开关（LTCS）、安装在变电站的并联电容器组以及电压调节器来实现的。这些控制设备将会在本章后面介绍。

实施 VVC 的主要目标可以概括如下：

1）在任何负载条件下，保持线路所有节点的电压在可接受范围内。

2）在不违反任何负载和电压约束下，提高配电系统的效率。

3）在紧急情况下，提供大容量电力系统所需的无功。

4）保持功率因数在可接受的范围内，通常高于 0.9（感性）。

电压为额定单相供电电压，所有电压为有效值（均方根值），因此，交流电压峰值更大，为有效值的$\sqrt{2}$倍。在大多数国家但不是所有的，电压有效值在 100 ~ 240V 之间。

对于美国，根据 ANSI C84.1-2006，通常额定电压为 120V。图 7-1 显示最大电压为 126V，最低电压为 114V，因为电压调节量为 5%。在英国，低压供电法定范围为 230V ×（1 − 6%）与 230V ×（1 + 10%）之间，即从 216.2 ~ 253V。

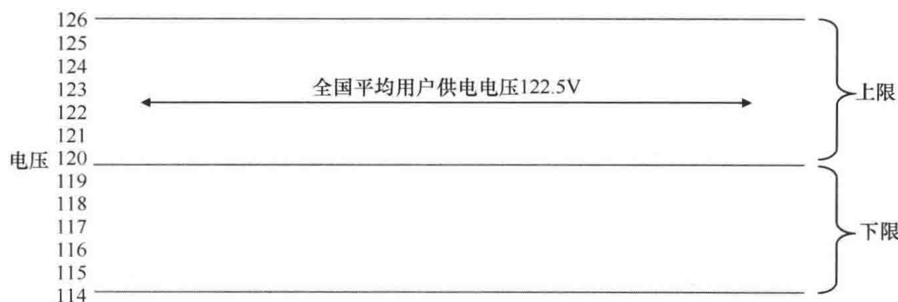


图 7-1　美国额定电压

图 7-2 为某典型系统的一部分，说明了馈线负载对于电压分布的影响，要实现标准规定的电压范围是有风险的。

不同的设备被用于实现电压无功控制（VVC），包括主变电站变压器的有载分接开

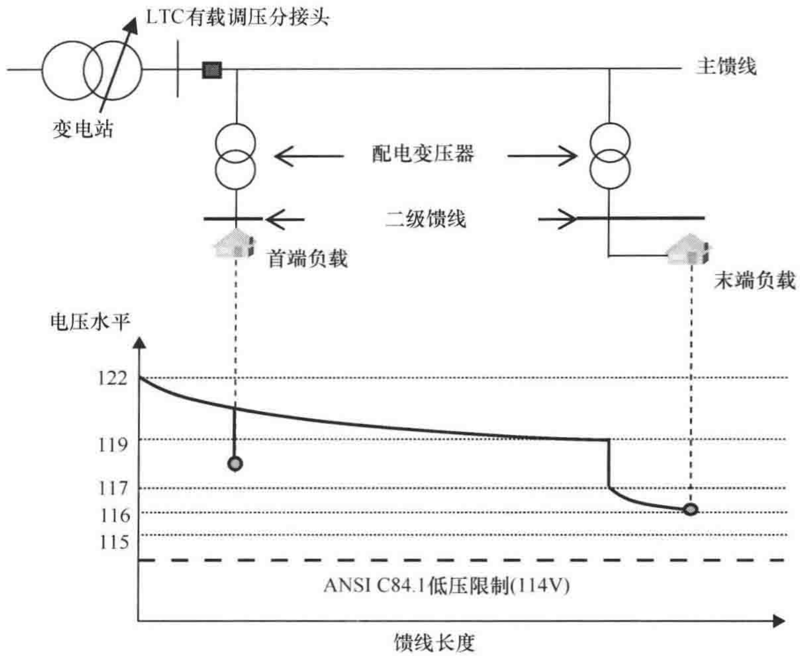


图 7-2 美国的电压调节限制

关、电压调节器和电容器组。对于配置分布式能源（DER）的馈线，DER 可以帮助电压/无功控制（VVC）。如果有 FACTS 设备（如 STATCOM）和分布式发电（DG）接入，也应将其纳入 VVC 分析框架内。

7.1 电压调节的定义

电压调节可以被定义为相对于线路首端电压降落的百分数。

因此有

$$调节百分数 = \frac{|V_s| - |V_r|}{|V_r|} \times 100 \tag{7-1}$$

式中 $|V_s|$为首端电压；$|V_r|$为末端电压。

7.2 改善电压调节的方法

有许多方法来改善配电系统的整体电压调节，具体如下：

1）利用发电机调压器。

2）使用配电变电站电压调节装置。

3）使用配电变电站电容器。

4）平衡主馈线负载。

5）增大馈线导体截面积。

6）把馈线由单相变为多相。

7）把负载转移到新馈线。

8）提高一次电压水平。

9）在主馈线上应用电压调节器。

10）在主馈线上应用并联电容器。

11）在主馈线上应用串联电容器。

12）使用 DG 或者 DER。

在电力系统中最常见的调节电压的方法是调节变压器分接开关。通常它是用来控制与输电系统或者配电变电站相关的变压器低压侧的电压水平。在发电厂可以用来控制高压侧电压，然而，在发电机励磁系统控制电压的条件下，这种情况不常见。

分接开关可以是无载操作型（NLTC）或者是有载操作型（OLTC），前者主要用于小型变压器或不重要的变压器。有载分接开关是机械式或晶闸管辅助式。通过使用不同的抽头选择器，机械开关在释放先前的连接点之前，需要建立一个物理连接点。采用转换开关产生临时高阻抗并与短路绕组相串联，可以避免循环电流升高。

主触头从一个电源转换到另一个时，晶闸管辅助式分接开关用于接受负载电流，这样可以防止主触头发生电弧。通过维护可以延长其使用寿命，但需要一个额外的低压电源为晶闸管电路供电。由于结构复杂和成本高，这种类型的分接头不是很普遍。

分接开关调节电压的计算是相当简单的，在第 3 章中讨论潮流基础知识时已介绍过。

调节线路电压在要求范围内最经济的方式是应用阶跃电压调节器和并联电容器。当然，固定电容器不能作为电压调节器，它的作用是不能直接与电压调节器相比的。然而，在某些情况下，自动投切电容可以取代阶跃电压调节实现配电馈线电压控制。下面的内容将对电压调节器和电容器作具体介绍。

7.3　电压调节器

阶跃电压调节器基本上是在串联绕组中有多个分接头（或阶梯）的自耦变压器，通过改变分接头，自动调整达到所需的电压。它可以是站用式或分布式的。

由 Cooper 电力系统制造的电压调节器是非常受欢迎的，其设计目的是能够在 32 步中将线路电压从 100% 下降 10%（即 10%），每一步有 5% 或 8% 的电压变化，如图 7-3 所示。每一步的效果如图 7-4 所示。

电压调节器可以位于变电站母线或馈线上。计算设定值用以保持馈线上调节点电压在给定范围之内。确定设定值的过程已在 Turan Gönen 的著作《Electric Power Distribution System Engineering》第 7.2 ~ 7.7 小节做了很好介绍和解释说明。

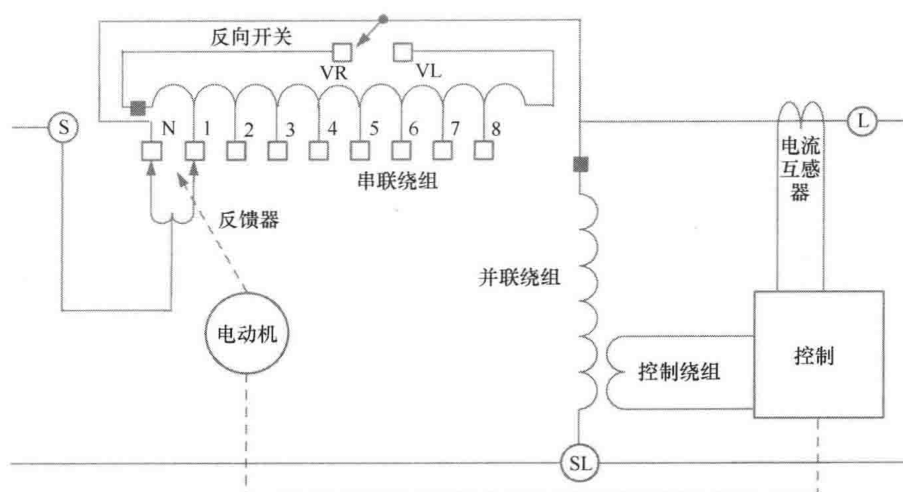


图 7-3　32 步单相电压调节器原理图

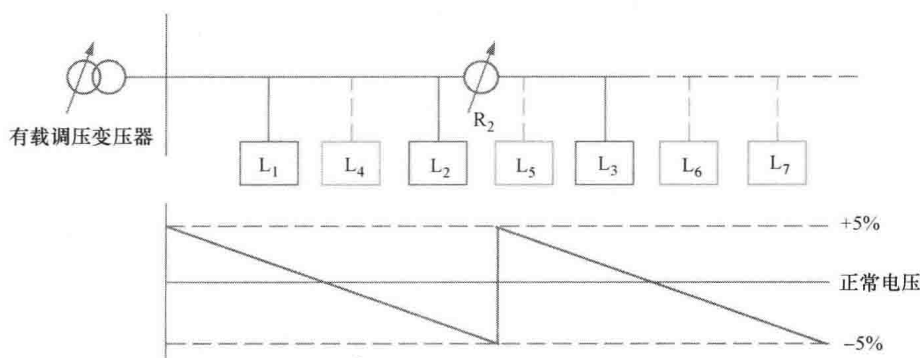


图 7-4　阶跃式电压调节器电压分布

该设置值与内置于所谓的线路电压补偿器（LDC㊀）的电阻和电抗元件的刻度盘相对应，LDC 配置在装置的控制面板上。

如果在调节器和控制点之间没有负载分接，那么 LDC 的 R 刻度由下式确定：

$$R_{\text{set}} = \frac{CT_P}{PT_N} \times R_{\text{eff}} \tag{7-2}$$

式中，CT_P 为电流互感器一次侧额定值；PT_N 为电压互感器电压比；R_{eff} 为从调压站到调节点的馈线导体的有效电阻，Ω。

$$R_{\text{eff}} = r_a \times \frac{l - s_1}{2} \tag{7-3}$$

式中，r_a 为从调压站到调节点馈电导线的电阻，Ω/mile㊁；s_1 为调压站到变电站之间三

㊀ 原书误为 LCD，应为 LDC。——译者注

㊁ 1mile = 1609.344m，后同。

相馈线的长度，mile（如果馈线是单相，长度乘以 2）；l 为主馈线长度，mile。

同时，LDC 的 Z 刻度的设置可以由式（7-4）确定：

$$X_{set} = \frac{CT_P}{PT_N} \times X_{eff} \tag{7-4}$$

式中，X_{eff}为从调压站到调节点馈线导体的有效电抗，Ω；

$$X_{eff} = x_L \frac{l - s_1}{2} \tag{7-5}$$

并且

$$x_L = x_a + x_d (\Omega/mi) \tag{7-6}$$

式中，x_a 为 12in[⊖]馈线单相导体的感抗；x_d 为感抗间距；x_L 为馈线导体感抗。

两个电压差值就是调压器和调节点之间总的电压降，可以定义为

$$VD = |I_L| R_{eff} \cos\theta + |I_L| X_{eff} \sin\theta \tag{7-7}$$

如果馈线负载功率因数、调压器和调节点之间馈线导体 R/X 的平均值已知，那么根据上式很容易确定 R_{eff}和 X_{eff}的值。

自动电压调节有变电站母线调节、变电站单个馈线调节、杆上调节器补充调节，或是上述调节方式的组合。

许多电力公司的经验都证实，同时使用阶跃电压调节器和并联电容器是将电压调整到规定范围内最经济的调节方式。

7.4 配电系统中的电容器应用

配电网中电容器的位置对于减少损耗非常重要，因此电容器已被广泛使用。电容器不仅有助于降低损耗，而且在功率因数校正，特别是改善长线路电压分布方面具有重要作用。考虑到配电系统中电容器定位的效益，其位置必须进行仔细分析，不仅因为其成本高，也因为对于具有谐波环流的电网，当谐振发生时电容器会产生过电压。

电容器本质上由被介电绝缘材料分隔的两个电极组成，可为系统提供磁化无功功率。容性电抗具有负的感应电抗的性质，在电路中利用这个属性来补偿电感和感性负载滞后无功功率的影响。

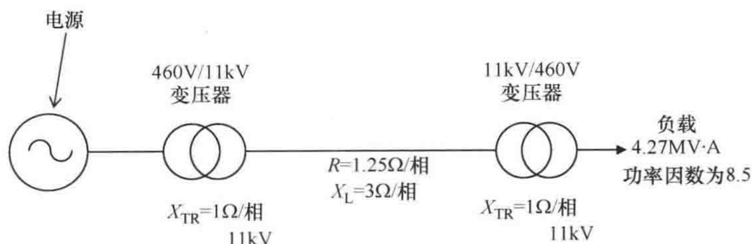
根据连接类型，电容器可分为串联式或并联式。串联电容器与线路串联用于补偿线路电抗，并联电容器与线路并联用于补偿感性负载要求的感性功率或感性电流。

【例 7.1】 考虑一个为感性负载供电的简单的 11kV 辐射架空线路，图 7-5 给出了系统图和等效电路。

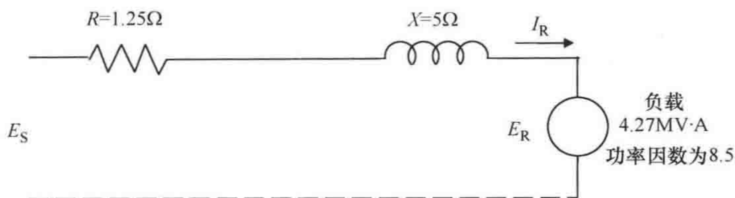
针对以下 3 种情况分析首段和末端条件：

（a）无电容器：假设线路末端线电压为常数 11kV，所有计算以 11kV 为电压基准。

⊖ 1in = 0.0154m，后同。



a) 系统图



b) 等效电路

图 7-5 例 7.1 的图示

(b) 带并联电容器：3 个单相电容器，每一个电抗为 45.7Ω，连接在负载附近的相线与中性点之间。计算每个电容器的电流，I_C、I_R 和 E_S。

(c) 带串联电容：在这种情况下，电容器组与每一相串联，每个电容器组的电抗为 5Ω。计算 I_R 和 E_S。

对于情况 (a)：

假设线路末端线电压为 11kV，所有计算以 11kV 为电压基准。

$$I_R = \frac{4.27\text{MV}\cdot\text{A}}{\sqrt{3}\cdot 11\text{kV}\times 0.85}\angle(-\cos^{-1}(0.85)) = 264\angle(-31.78°)\text{A/相}$$

每一相都以 E_R 作为参考矢量，即

$$\begin{aligned}E_S &= E_R + [\sqrt{3}(I_R\angle(\phi_R))(R + jX_L)10^{-3}]\text{kV} \\ &= 11\text{kV} + [\sqrt{3}(264\angle(-31.78°))(1.25 + j5)10^{-3}]\text{kV} \\ &= 11\text{kV} + [2.36\angle(17.86°)]\text{kV} \\ &= 13.25\angle 1.33°\text{kV}\end{aligned}$$

图 7-6 和图 7-7 给出了当前情况下的矢量图。这是其他情况的基准案例。

对于情况 (b)：

3 个单相电容器，每一个电抗为 45.7Ω，连接在负载附近的相线与中性点之间。那么，每个电容器电流为

$$\begin{aligned}I_C &= \frac{11000}{\sqrt{3}\times 45.7}\angle(90°)\text{A} \\ &= 139\angle(90°)\text{A，超前其电压 }90°\text{。}\end{aligned}$$

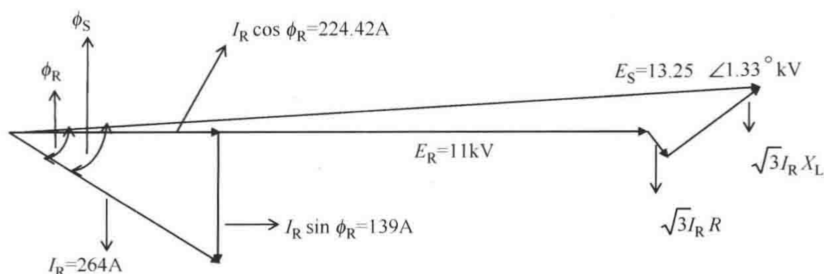


图 7-6　基本案例的电压电流矢量图

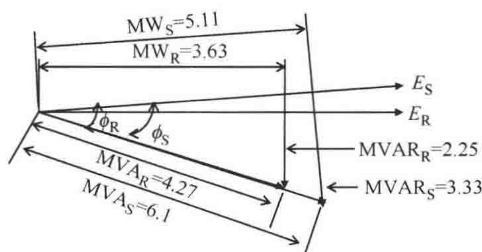


图 7-7　基本案例的功率图

负载电流的感应分量为

$$=264\sin(31.78°)\angle(-90°)$$

$$=139\angle(-90°)$$，滞后其电压 90°。

因此，电容器的电流将抵消负载电流的感性分量，并且在所施加电压相上实际电流将只有 10.5A。

$$I_R=224.42\angle(0°)$$

$$E_S=11+[\sqrt{3}\times224.42(1.25+j5)10^{-3}]\text{kV}$$

$$E_S=11.65\angle(9.6°)\text{kV}$$

对于情况（c）：

在这种情况下，电容器组和每一相串联，每个电容器组的电抗为 5Ω。

$$I_R=264\angle(-31.78°)$$

$$\begin{aligned}E_S&=E_R+[\sqrt{3}(I_R\angle(\varphi_R))(R+j(X_L-X_C))10^{-3}]\text{kV}\\&=11+[\sqrt{3}(264\angle(-31.78°))(1.25+j(5-5))10^{-3}]\text{kV}\\&=11+[0.57\angle(-31.78°)]\text{kV}\\&=11.48\angle(-1.5°)\text{kV}\end{aligned}$$

比较表 7-1 中列出的相关的 3 种首段和末端情况，可得到下面的结论：

表 7-1　例 7.1 比较结果

系统类型	线电压		电压降落	功率因数		首段功率		末端功率			有功损耗
	首段端/kV	末端/kV		首段端	末端	无功功率/MVar	视在功率/MV·A	有功功率/MW	无功功率/Mvar	视在功率/MV·A	
情况 A，无电容器	13.25	11	2.35kV（20.4%）	0.84 滞后	0.85 滞后	3.3 滞后	6.1	4.3	2.7 滞后	5.1	0.8MW（18.6%）
情况 B，并联电容器	11.65	11	1.65kV（5.9%）	0.986 滞后	1.0	0.76 滞后	4.53	4.3	Nil	4.3	0.17MW（3.9%）
情况 C，串联电容器	11.48	11	0.48kV（4.4%）	0.864 滞后	0.85 滞后	2.65 滞后	5.3	4.3	2.7 滞后	5.1	0.23MW（5.35%）

1）并联电容器和串联电容器都能减少电压降落和对电源的无功需求。

2）三相并联电容器组的额定无功功率为

$$=3I_C^2X_C10^{-6}\text{Mvar}$$
$$=3(224.42)^2 45.7\times10^{-6}\text{kvar}$$
$$=6.9\text{Mvar}$$

串联电容器组的额定无功为

$$=3(264)^2 5\times10^{-6}\text{Mvar}$$
$$=1.05\text{var}$$

因此，对于相同的电压调节效果，串联电容器远不如并联电容器。与此同时应该注意到，串联电容器减少的电源无功需求远低于并联电容器。

3）并联电容器组通过减少末端电流来减少线路能量损耗。

表 7-2 给出了并联电容器和串联电容器的比较。

表 7-2　串联电容器和并联电容器对比

	并联电容器	串联电容器
大小	45.7Ω	5Ω
电压调节	好	好
损失减少	非常好	Nothing
功率因数	非常好	Fair
稳定性	好	非常好
成本	合理	高

7.4.1　馈线模型

采用 Neagle 和 Samson 提出的通用馈线模型作为参考，馈线上具有分布式负荷，馈

线末端以一定概率配置集中负荷（其值也可以设置为0）。如果在变电站端的总馈线电流为 I_1，在馈线末端集中负荷电流为 I_2，那么馈线上任意点的电流取决于与变电站的距离，由以下方程表示：

$$i(x) = I_1 - (I_1 - I_2)x \tag{7-8}$$

如果因子 $p = I_2/I_1$ 已知，则方程变为

$$i(x) = I_1[(p-1)x+1] \tag{7-9}$$

与表达式相对应的电流分布图如图7-8所示，如果负载沿馈线均匀分布并且末端没有集中负载 I_2，那么 I_2 和 p 都等于零，则式（7-9）变成：

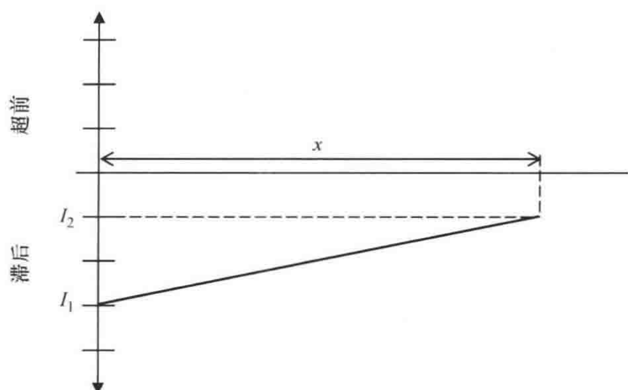


图7-8　具有均匀负载时的馈线电流分布

$$i(x) = I_1(1-x) \tag{7-10}$$

同样地，如果负载全部集中在馈线末端，$p=1$，那么电流表达式为

$$i(x) = I_1 = I_2 \tag{7-11}$$

7.4.2　电容器的选址和定容

通过配置电容器并且在运行时采用网络重构，可以在很大程度上减少网络损耗。下面的内容将阐述在一些工作中提出的配置电容器的相关理论。功率、能量、阻抗和电流的大小不同，将采用标幺值处理。

电路中的功率损耗可以用总电流 I、电阻 R 和功率因数角 ϕ 表示，即

$$P_1 = I^2R = (I\cos\phi)^2R + (I\sin\phi)^2R \tag{7-12}$$

如果配置一个电流为 I_C 的电容器，电流的感性部分将会被补偿，那么新的损耗可以表示为：

$$P_2 = I^2R = (I\cos\phi)^2R + (I\sin\phi - I_C)^2R \tag{7-13}$$

因此，网损减少为：

$$\Delta P = P_1 - P_2 = 2IRI_C\sin\phi - I_C^2R \tag{7-14}$$

式（7-14）表明，在研究功率损耗减少时，只对负载电流的无功分量有要求。因此，在本节的其余部分，这个分量将用 I_{1R} 表示。

如果线路上负载均匀分布，其电流如式（7-9）所示，那么在不考虑电容器情况下馈线总损耗中的无功分量 P_1 可以表示为：

$$P_1 = 3\int_0^1 [I_{1R}(1 + (p - 1)x)]^2 R\mathrm{d}x \tag{7-15}$$

式中，$p = I_{2R}/I_{1R}$；I_{1R}为变电站端无功电流；I_{2R}为馈线末端无功电流；x 为馈线首段的距离，范围从 0 到 1 变化。

进一步推导馈线总损耗结果如下：

$$P_1 = RI_{1R}^2(p^2 + p + 1) \tag{7-16}$$

7.4.3　利用单个电容器组降损

如图 7-9 所示馈线，电容器组与馈线电源端距离为 a。

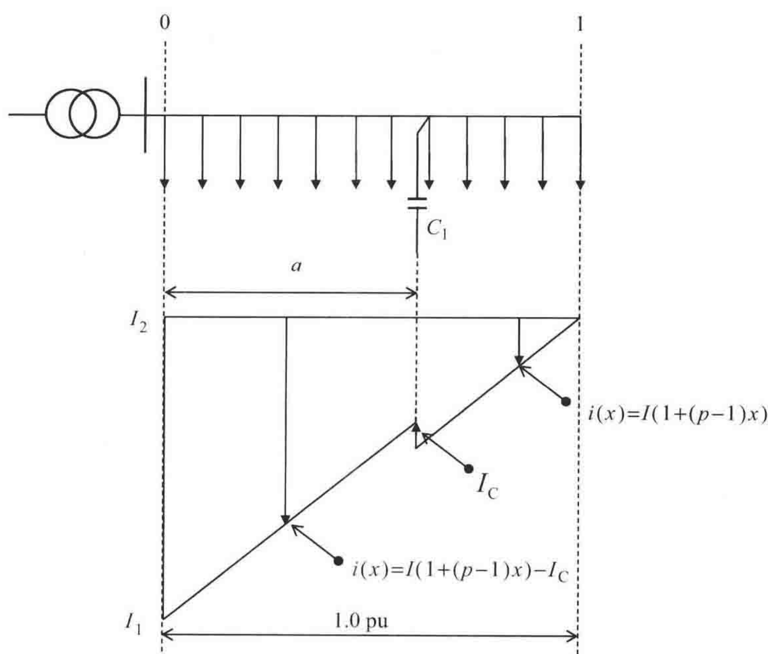


图 7-9　带一个电容器组的配电馈线

如果电容器组的电流为 I_C，如图 7-9 所示，由于包括电容器组的无功电流，新的馈线总功率损耗 P_2 表示为

$$P_2 = 3\int_0^a [I_{1R}(1 + (p - 1)x) - I_C]^2 R\mathrm{d}x + 3\int_a^1 [I_{1R}(1 + (p - 1)x)]^2 R\mathrm{d}x \tag{7-17}$$

进一步推导结果为

$$P_2 = RI_{1R}^2(p^2 + p + 1) - 3RI_{1R}^2\left[(p - 1)\frac{I_C}{I_{1R}}a^2 + 2\frac{I_C}{I_{1R}}a - \left(\frac{I_C}{I_{1R}}\right)^2 a\right] \tag{7-18}$$

由于安装电容器组而导致的功率损耗减少可由式（7-16）减去式（7-18）得到：

$$\Delta P = P_1 - P_2 = 3RI_{1R}^2\left[(p-1)\frac{I_C}{I_{1R}}a^2 + 2\frac{I_C}{I_{1R}}a - \left(\frac{I_C}{I_{1R}}\right)^2 a\right] \tag{7-19}$$

式（7-19）对 I_C 和距离 a 求偏导，可以得到减少损耗的电容器组最佳容量和位置，即

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial I_C} = 3RI_{1R}^2\left[(p-1)\frac{1}{I_{1R}}a^2 + 2\frac{1}{I_{1R}}a - 2\frac{I_C}{I_{1R}^2}a\right] \tag{7-20}$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial a} = 3RI_{1R}^2\left[2(p-1)\frac{1}{I_{1R}}a + 2\frac{I_C}{I_{1R}} - \left(\frac{I_C}{I_{1R}}\right)^2\right] \tag{7-21}$$

通过令式（7-20）和式（7-21）等于0，可以同时得出 I_C 和 a，即

$$I_C = \frac{2}{3}I_{1R} \tag{7-22}$$

$$a = \frac{2}{3(1-p)} \tag{7-23}$$

把式（7-22）和式（7-23）代入式（7-19），可得到安装一个电容器的最大功率损耗减少量：

$$\Delta P_{MAX} = RI_{1R}^2\frac{8}{9(1-p)} \tag{7-24}$$

当 $p \leqslant 1/3$ 时，式（7-23）和式（7-24）有效。如果 p 值更大，a 值将变得比 1 大甚至为负，那就没有物理意义了。因此，当 p 大于 1/3 时，电容器组应该配置于线路末端，相应的 a 等于 1。如果将 a 值代入式（7-19），则电容器的电流为

$$I_C = \frac{1}{2}I_{1R}(p+1),\ p > 1/3 \text{ 时} \tag{7-25}$$

同样的，如果 I_C 的值由式（7-23）给出，将 $a=1$ 代入式（7-19）且考虑 $p \geqslant 1/3$ 情况，则安装电容器导致的电能损耗减少量可以表示为

$$\Delta P = \frac{3}{4}RI_{1R}^2(p+1)^2,\ p > 1/3 \text{ 时} \tag{7-26}$$

7.4.4 利用双电容器组降损

图 7-10 给出了配电馈线带两个电容器组的情况，一个电容器组距离电源为 a，另一个距离电源为 b。

原始损耗为

$$P_1 = 3\int_0^1 [I(1-x)]^2 R\mathrm{d}x = I^2 R \tag{7-27}$$

安装电容器后的损耗为

$$\begin{aligned} P_2 &= 3\int_0^a R[I(1-x) - 2I_C]^2\mathrm{d}x + 3\int_a^b R[I(1-x) - I_C]^2\mathrm{d}x + 3\int_b^1 R[I(1-x)]^2\mathrm{d}x \\ &= 3R\left(II_C a^2 - 2II_C a + 3I_C{}^2 a - 2II_C b + II_C b^2 + I_C^2 b + \frac{I^2}{3}\right) \end{aligned} \tag{7-28}$$

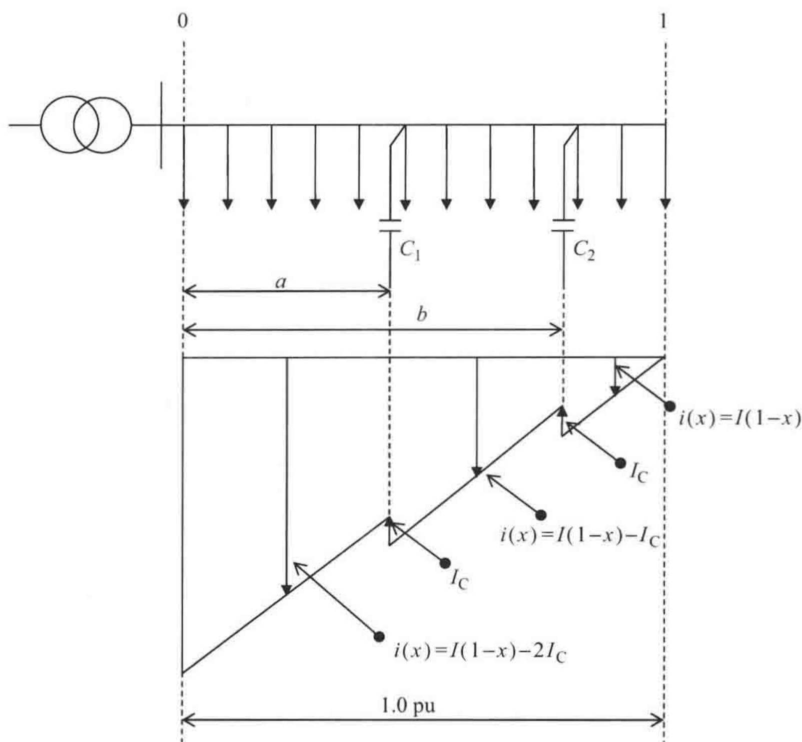


图 7-10 带两个电容器组的配电馈线

因此，电网损耗的减少量可以表示为

$$\Delta P=3R(a(2II_C-II_Ca-3I_C^2)+b(2II_C-II_Cb-I_C^2)) \tag{7-29}$$

可以证明，a 和 b 的最佳值是

$$a=1-\frac{3I_C}{2I} \tag{7-30}$$

$$b=1-\frac{I_C}{2I} \tag{7-31}$$

7.4.5 利用三个电容器组降损

$$\Delta P=3R(a(2II_C-II_Ca-5I_C^2)+b(2II_C-II_Cb-3I_C^2)+c(2II_C-II_Cc-I_C^2)) \tag{7-32}$$

电容器的最佳位置为

$$a=1-\frac{5I_C}{2I} \tag{7-33}$$

$$b=1-\frac{3I_C}{2I} \tag{7-34}$$

$$c=1-\frac{I_C}{2I} \tag{7-35}$$

7.4.6 若干电容器组应用

式（7-19）、式（7-29）和式（7-32）可以广义到具有 n 个分段的任意配电线路，可以获得在不同位置安装电容器时电网损耗的减少量。

对于分段多于 1 的馈线，式（7-19）式（7-29）式（7-32）仍然有效，尽管考虑启发式策略的一些新技术被提出用于求解电容器选址定容。在这种情况下，令 $a=1$ 再使用这些表达式，可以直接获得线路分段为 1 时的结果。因此，当一个电容器被安装在馈线下游第 n 段时，电网损失的减少是电容电流、该段起始和末端电流的函数，表达式为

$$\Delta P_m = P_{1m} - P_{2m} = 3R_m[(I_{1Rm} + I_{2Rm})I_{Cn} - I_{Cn}^2] \tag{7-36}$$

对于安装了电容器的某个线路段，电网损耗表达式已经获得。同时考虑一个电容器对每个线路段的效果，可以得到网损减少的通用表达式：

$$\Delta P = \Delta P_n + \sum_{m=1}^{n-1} \Delta P_m \tag{7-37}$$

根据上式，能够得到配电线路第 n 段安装一个电容器后电网损耗减少量，即

$$\begin{aligned}\Delta P = {} & 3R_n I_{1Rn}^2\left[(p-1)\frac{I_{Cn}}{I_{1Rn}}a^2 + 2\frac{I_{Cn}}{I_{1Rn}}a - \left(\frac{I_{Cn}}{I_{1Rn}}\right)^2 a\right] \\ & + \sum_{m=1}^{n-1} 3[(I_{1Rm} + I_{2Rm})I_{Cn} - I_{Cn}^2]R_m\end{aligned} \tag{7-38}$$

同样的，如果安装了 k 个电容器组，则有

$$\begin{aligned}\Delta P = \sum_{n=1}^{k} \Bigg\{ & 3R_n I_{1Rn}^2\left[(p-1)\frac{I_{Cn}}{I_{1Rn}}a^2 + 2\frac{I_{Cn}}{I_{1Rn}}a - \left(\frac{I_{Cn}}{I_{1Rn}}\right)^2 a\right] \\ & + \sum_{m=1}^{n-1} 3[(I_{1Rm} + I_{2Rm})I_{Cn} - I_{Cn}^2]R_m \Bigg\}\end{aligned} \tag{7-39}$$

7.4.7 电容器选址定容软件

手算获得电容器组的最优数量和容量是不切实际的。一些软件包可以完成这个工作，通常要求以下信息：

1）最大允许安装容量（kvar）。

2）有效的安装位置（电杆）。

3）最大的电容器组数量。

4）电容器组的单组容量（kvar）。

5）负载功率因数。

6）已有的电容器。

图 7-11 是一个有 12 条馈线的实际配电系统，系统损耗很高、功率因数很低。因此改善系统性能的方法是考虑在最重要的馈线上加装电容器。

决定对其中的 1 条馈线配置电容器组，如图 7-12 所示。分析负载功率因数为 0.6、



图 7-11 配置电容器的配电系统

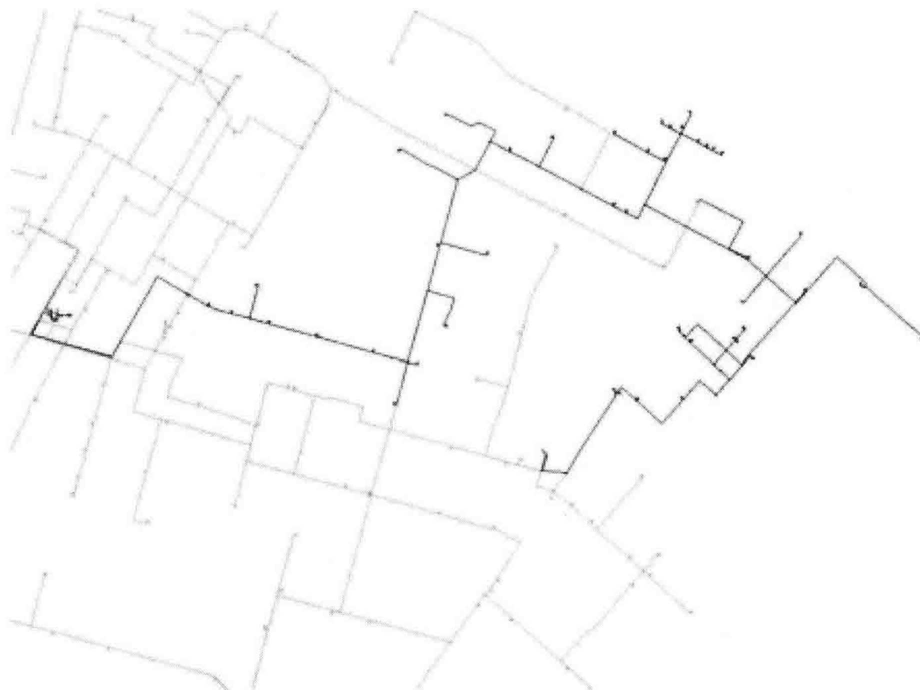


图 7-12 配置电容器的馈线

0.9两种情况，2个位置允许装设单组容量为50kvar电容器组，该馈线目前已安装了2Mvar的电容器组。

在应用软件包分析后，对于每种负载功率因数获得了2个电容器组配置结果，见表7-3。损耗列中的黑体字对应于使用电容器前的系统损耗。这个例子并没有进行经济分析，因此也没有给出如何从两个结果中选出最优方案。

表7-3 软件仿真结果

负载功率因数	母线名称	容量/kvar	损失/MW	额外损失降低/%
0.6			**0.2502**	
	306	1150	0.1972	21.1
	280	850	0.1821	6.03
0.9			**0.6208**	
	306	1750	0.4839	22
	301	250	0.4709	2.09

7.5 含VVC装置的配电馈线建模

涉及上述元件的配电馈线建模是一个复杂任务，特别是考虑到配电系统的不对称性。配电系统建模的具体细节已超出本书范围。

以IEEE的一个小系统为例说明如何建模，模型数据在下面解释说明中给出。该系统具有以下特点：

1）馈线最大负载持续时间短而相对高，电压4.16kV。

2）一个三相wye型连接的变电站电压调节器。

3）架空线和电缆各相配置不同。

4）多个并联电容器组。

5）一个串联变压器。

6）不平衡的本地和分布式负载。

图7-13给出了IEEE的一条辐射馈线，用于解释建模和可采用的分析形式。

图7-14给出了在该系统中安装的电压调节器的建模。基于系统的要求，该模型需要对使用设备和分接头设置进行提前分析。

图7-15给出了建模系统的潮流计算结果，包括不同节点的电压水平以及流过所有元件的有功和无功功率。

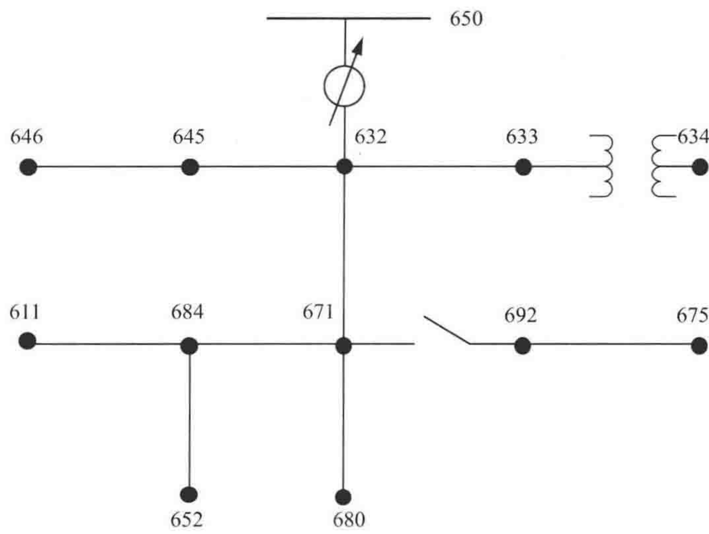


图 7-13　在建模中使用的馈线布局



图 7-14　电压调节器建模

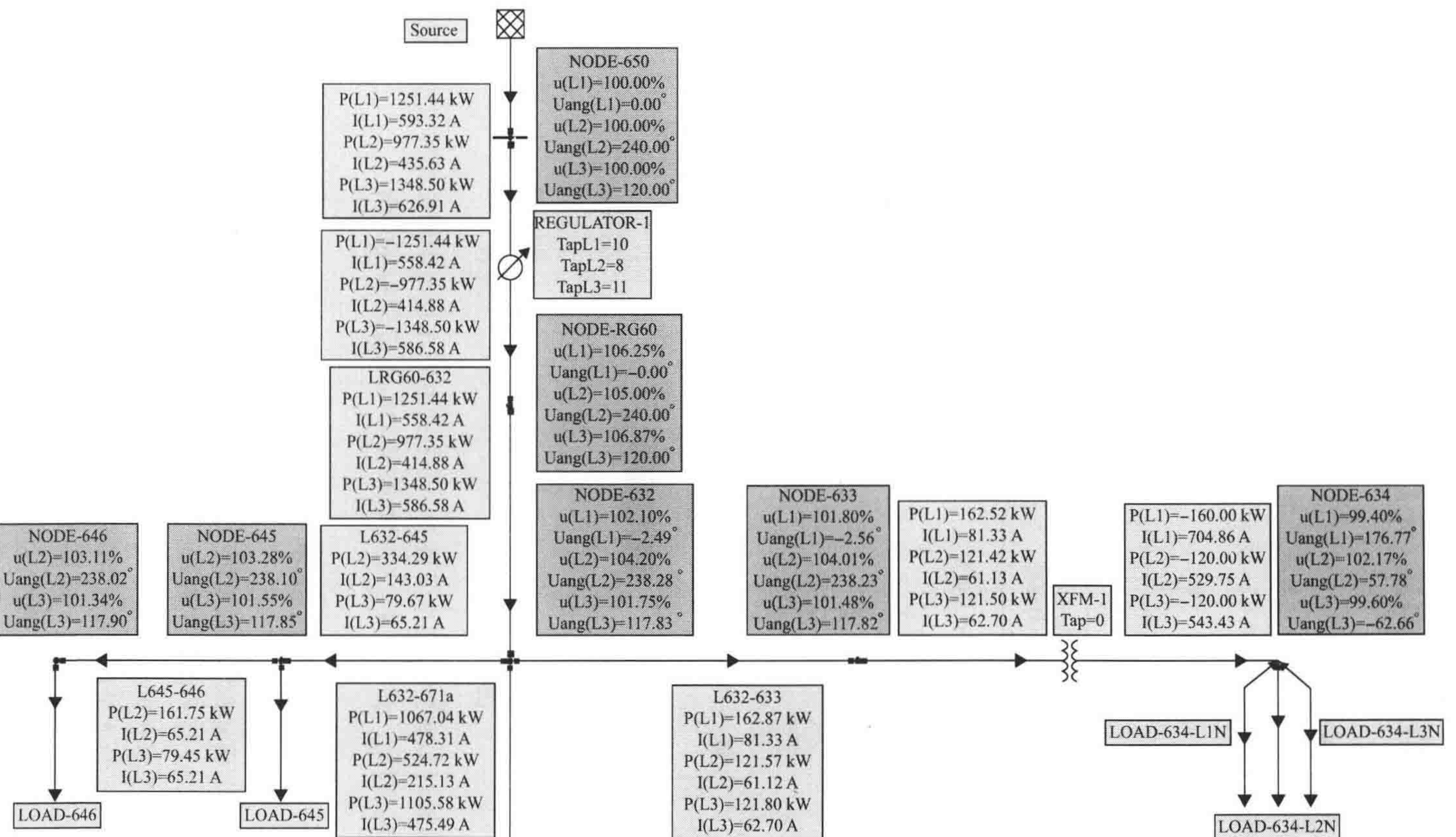


图 7-15 具有 VVC 的系统潮流运行结果

7.6 考虑 SCADA 的电压/无功控制

几年前，监视和命令电压无功控制设备的信息来自于电流和电压互感器。最近，通过采用软件与 SCADA（监控和数据采集）系统交互可以获得更好的结果。如图 7-16 所示，各种电压/无功控制（VVC）设备由 SCADA 系统控制和监测。

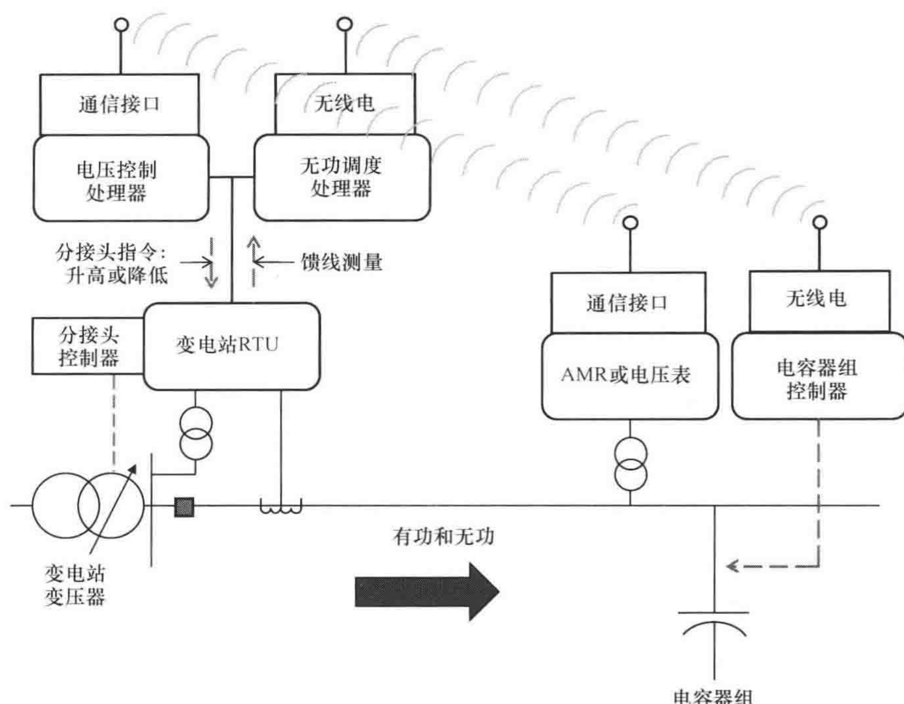


图 7-16 具有 SCADA 支持的 VVC 系统组件

分布式电源对实现 VVC 提出了挑战。分布式电源在系统中的位置和发电容量对馈线有显著影响，因此，必须实现分布式电源与 VVC 装置的相互协调。

7.7 电压/无功控制的要求

由于提高供电质量和增加效率的良好运行经验，VCC 的实施越来越受欢迎，它能够保持馈线和支路上用户的电压在指定范围之内。通常功率因数需要在 0.9 以上，虽然有些电力公司要求 0.95 及以上。

重要的是使运行人员能够应对网络拓扑结构的改变，故障发生后实施的一系列故障处理操作和正常情况下为减小网损而实施的网络重构都会引起网络拓扑结构改变。另一方面，必须研究各种设置条件以应对系统的特殊运行场景。VCC 可以帮助运行人员审视操作行为，特别是对决策时间有要求的紧急情况。

7.8　综合电压/无功控制

集成的 VCC（IVVC）是分布式自动化系统的一种特殊功能，有助于确定电压调节和无功控制设备最适合的控制程序，以帮助电力公司实现指定的运行目标，避免违反高/低电压限制、负载限制等基本运行约束。

已经建立的 VVC 运行目标考虑最小电力损失、最小电力需求和降低能耗等条件。IVVC 进行决策时要求使用在线潮流。

与 VVC 相比，IVVC 有一些改进，如可以适应故障处理和网络重构场景。还可以包括 DER 动态建模，图 7-17 所示配电系统的 IVVC 具有 DER 功能。

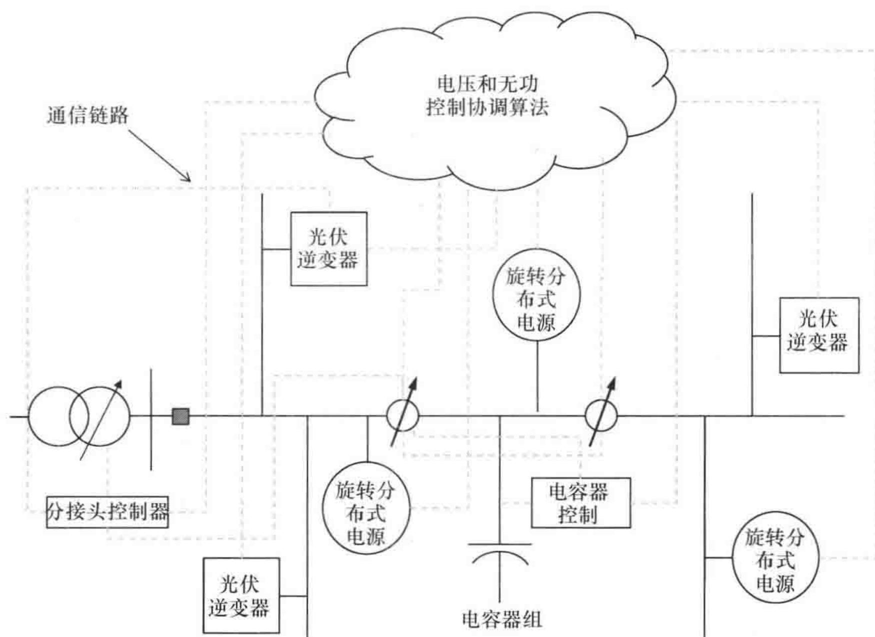


图 7-17　含分布式电源的电压无功控制

与线路控制类似，IVVC 可以采用集中式或分散式控制方式。

对于集中式电压/无功控制系统，配电系统 SCADA 集成 IVVC 后能够确定如何进行控制，并且能为记录系统提供信息。图 7-18 介绍了上述情况，这个解决方案被认为是非常可靠的，同时还提供了系统的整体说明。然而，这个方案更昂贵，而且可能对 SCADA 系统造成拥塞。

另一方面，分散式电压/无功控制器是一个独立系统，不涉及整个系统的 SCADA。它依赖于与 IVVC 相关的各种设备的局部相互作用，如图 7-19 所示。一旦所有操作已完成，将触发记录事件。

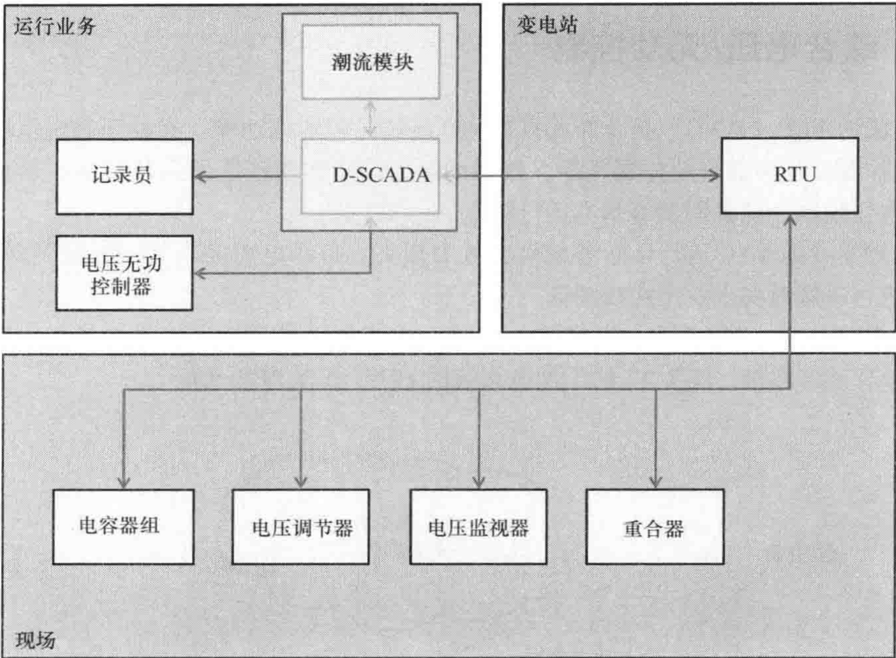


图 7-18 集中式集成电压/无功控制的系统结构图

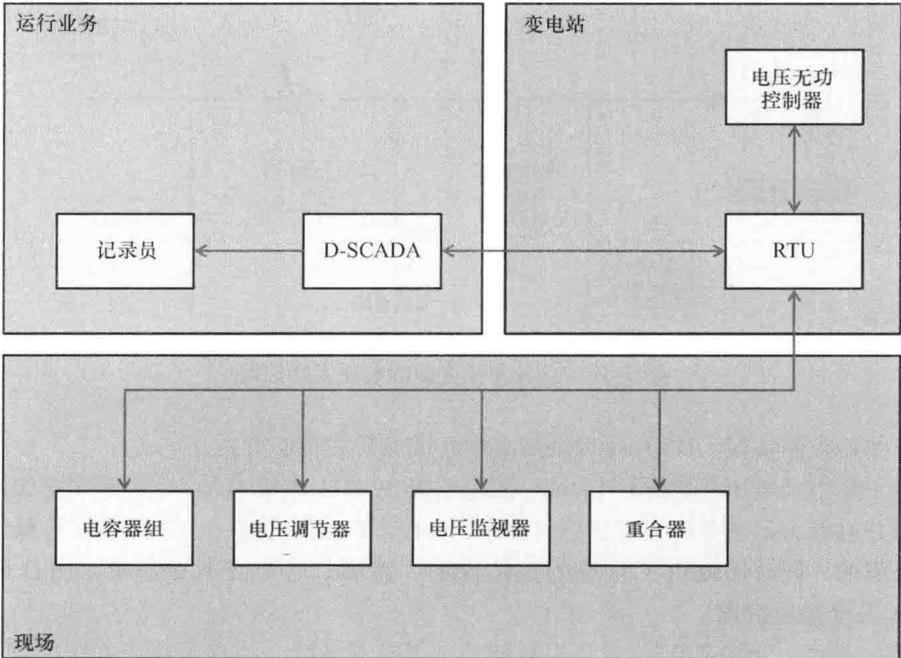


图 7-19 分散式集成电压/无功控制的系统结构图

练习

7.1 一条 13.2kV 馈线，总有功负荷为 5.5MW，总无功功率 3.2Mvar，负荷均匀分布。执行以下计算：

(a) 如果安装 1 个电容器组，分别在 0.9 和 0.6 的功率因数下，确定该电容器组的最优位置和容量，以实现降损效果最好。

(b) 如果安装 2 个电容器组，确定电容器组的最优配置方案。

7.2 考虑一条简单的 11kV 辐射架空线路，负载功率因数滞后，图 7-20 给出了系统图及其等效电路。

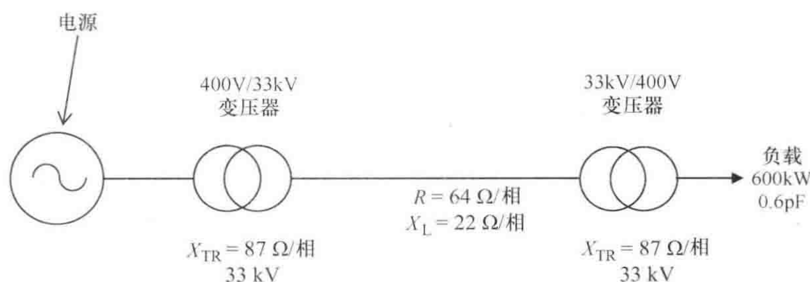


图 7-20 练习 7.2 的馈线接线图

计算并联和串联电容（大小和阻抗），使每一种情况功率因数都提高到 0.85。假定线路末端线电压恒定为 33kV，所有计算都以 33kV 为电压基准。

第8章　谐波分析

随着谐波污染的影响面和影响幅度增加，谐波问题已成为电力系统的关键问题之一，这一问题在配电系统中尤其严重。谐波因严重影响电力系统的电能质量而被各方重视。

电能质量可以从电压波形、电流波形、频率、电压闪变以及脉冲和噪声水平等方面来定义。电能质量的其他定义包括母线电压的测量、分析和改善，此处的母线电压通常指维持纯正弦额定电压和频率水平的负荷母线电压。通常的电能质量水平基本上是供电公司、终端用户和设备供应商之间的一个协商结果。

电能质量会有多类现象，见表 8-1。表 8-2 是摘自 IEEE 1159-2009 的不同电能质量问题的类别和特征，第 5 种情况涉及波形畸变，其中包含谐波治理问题，也是本章讨论的主题。

表 8-1　电能质量变化类别简要列表（经 DRANETZ 允许转载）

示例波形或有效值变化波形	电能质量变化类别	描述的方法	典型因素	电能质量改善方案举例
	• 瞬时脉冲 • 波形瞬变 • 扰动	• 峰值 • 上升时间 • 持续时间	• 闪电 • 静电放电 • 负荷投切 • 电容器投切	• 气体放电管放电 • 滤波器 • 隔离变压器
	• 暂态振荡 • 波形畸变 • 扰动	• 波形 • 峰值 • 频率元件	• 线路/电路投切 • 电容器投切 • 负荷投切	• 气体放电管 • 滤波器 • 隔离变压器
	• 电压下降/电压上升 • 有效值扰动	• 有效值与时间 • 幅值 • 持续时间	• 远程系统 • 故障	• 磁饱和式变压器 • 储能技术 • UPS
	• 电压中断 • 有效值扰动	• 持续时间	• 系统保护动作 • 断路器动作 • 熔断器动作 • 维护	• 储能技术 • UPS • 备用发电机

（续）

示例波形或有效值变化波形	电能质量变化类别	描述的方法	典型因素	电能质量改善方案举例
	• 欠压/过压 • 稳态变化	• 有效值与时间 • 统计数据	• 电机启动 • 负荷变化 • 负荷跌落	• 电压调节器 • 磁饱和式变压器
	• 谐波畸变 • 稳态变化	• 谐波频谱 • 总谐波畸变率 • 统计数据	• 非线性负荷 • 系统共振	• 有源/无源滤波器 • 有/无消弧线圈变压器
	• 电压闪变 • 稳态变化	• 变化幅度 • 频率事件 • 调制频率	• 间歇性负荷 • 电机启动 • 电弧炉	• 静态无功补偿系统

表8-2　电力系统电磁现象类别和典型特征（摘自 IEEE Standard 1159—2009）

类　别	典型谱内容	典型持续时间	典型电压幅值
1.0 暂态			
1.1 电压脉冲			
1.1.1 纳秒	5ns 上升	<50ns	
1.1.2 微妙	1μs 上升	50ns ~ 1ms	
1.1.3 毫秒	0.1ms 上升	>1ms	
1.2 电压振荡			
1.2.1 低频	<5kHz	0.3 ~ 50ms	0 ~ 4pu
1.2.2 中频	5 ~ 500kHz	20μs	0 ~ 8pu
1.2.3 高频	0.5 ~ 5MHz	5μs	0 ~ 4pu
2.0 短期有效值变化			
2.1 瞬间			
2.1.1 电压跌落		0.5 ~ 30 个周期	0.1 ~ 0.9pu
2.1.2 电压暂升		0.5 ~ 30 个周期	1.1 ~ 1.8pu
2.2 短时			
2.2.1 电压中断		0.5 个周期 ~ 3s	<0.1pu
2.2.2 电压跌落		30 个周期 ~ 3s	0.1 ~ 0.9pu
2.2.3 电压暂升		30 个周期 ~ 3s	1.1 ~ 1.4pu
2.3 暂时			
2.3.1 电压中断		>3s ~ 1min	<0.1pu
2.3.2 电压跌落		>3s ~ 1min	0.1 ~ 0.9pu
2.3.3 电压暂升		>3s ~ 1min	1.1 ~ 1.2pu

（续）

类　别	典型谱内容	典型持续时间	典型电压幅值
3.0 长时有效值变化			
3.1 电压持续中断		>1min	0pu
3.2 欠电压		>1min	0.8～0.9pu
3.3 过电压		>1min	1.1～1.2pu
3.4 电流过负荷		>1min	
4.0 不平衡			
4.1 电压		静态	0.5%～2%
4.2 电流		静态	1%～30%
5.0 波形畸变			
5.1 直流偏移		静态	0～0.1%
5.2 谐波	0～9kHz	静态	0～9kHz
5.3 简谐波	0～9kHz	静态	0～2%
5.4 下陷		静态	
5.5 噪声	宽频	静态	0～1%
6.0 电压波动	<25Hz	间歇的	0.1%～7%0.2～2Pstb
7.0 电力频率波动		<10s	±0.10Hz

8.1 一般意义上的谐波

谐波是指电压或电流正弦波中混入了对电力系统有害的整数倍工频信号的波形。

在供配电系统中，谐波可由不同的设备产生，诸如电弧炉、非线性负载、AC/DC整流器、可调速变频器、静态UPS系统以及其他设备。

非线性负载产生的谐波，通过引发每个周期的短时脉冲电流或者一个周期的电流中断，使得正弦电流信号变成非正弦信号。

由于越来越多的电力电子设备的应用，谐波畸变逐渐引起许多客户和整个电力系统各部门的关注。

在低压领域，还有一些其他的谐波源，如电焊机、饱和磁芯设备、荧光灯用电子镇流器、计算机用UPS设备等。这些设备单个产生的谐波量虽小，但是设备数量巨大，在配电系统中产生了越来越大的影响。

谐波通常会产生一些负面影响，如电缆、变压器和旋转设备过热，保护、控制和测量设备（尤其由电力电子器件组成的设备）误动作，与电容共振时产生的过电压。

8.2 理论背景

傅里叶级数可以用一条基波正弦函数和一系列整数倍该基波频率的正弦函数组合

来描述任何连续周期函数。

任意周期函数都可以展开成傅里叶级数，条件是满足狄利克雷边界，即

- 在一个周期内，只能有有限个不连续点。
- 在一个周期内，应该具有有限个极大和极小点。
- 在一个周期内，必须绝对可积。

在该条件下，一个周期为2π的函数$f(t)$可以展开成如下的傅里叶级数：

$$f(t) = \frac{A_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty}(A_n\cos(n\omega t) + B_n\sin(n\omega t)) \tag{8-1}$$

式中

$$A_0 = \frac{2}{T}\int_{-T/2}^{T/2} f(t)\,dt$$

$$A_n = \frac{2}{T}\int_{-T/2}^{T/2} f(t)\cos(n\omega t)\,dt$$

$$B_n = \frac{2}{T}\int_{-T/2}^{T/2} f(t)\sin(n\omega t)\,dt$$

$$n = 1,2,3\cdots$$

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = \text{角频率}$$

该公式也可以写成如下形式：

$$f(t) = \frac{A_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} C_n\cos(n\omega t) \tag{8-2}$$

式中，$C_n = \sqrt{A_n^2 + B_n^2}$。

$$\alpha_n = \arctan\left(\frac{B_n}{A_n}\right)$$

8.3 谐波检测

从基波潮流和谐波潮流可以计算出节点的电压有效值、支路电流和电容电流，以及 IEEE Standard 519—1992 中所定义的总谐波畸变率和总需求畸变率。

所需计算采用如下公式：

$$V_{rms} = \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + \cdots + V_n^2} \tag{8-3}$$

$$I_{rms} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + \cdots + I_n^2} \tag{8-4}$$

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \cdots + V_n^2}}{V_1} \times 100\% \tag{8-5}$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \cdots + I_n^2}}{I_1} \times 100\% \tag{8-6}$$

$$THD_{\mathrm{D}} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \cdots + I_n^2}}{I_{\mathrm{D}}} \times 100\% \tag{8-7}$$

式中 V_{rms}为节点电压有效值；I_{rms}为流过系统某支路或某个元件的电流有效值；THD_{V}为节点电压总谐波畸变率；THD_{I}为流过系统某支路或某个元件的总电流谐波畸变率；TDD为流过系统某支路或某个元件的总的电流谐波畸变率；V_1为节点电压基波分量；I_1为流过系统某个支路或者某个元件的电流基波分量；V_n为节点电压 n 次谐波分量；I_n为流过系统某个支路或者某个元件的电流 n 次谐波分量；I_{D}为流过系统某个支路或者某个元件的最大计算需求电流。

8.4 并联谐振

将电容安装在有谐波源的母线上时可能发生并联谐振，在谐振频率附近，并联谐振对谐波电流产生非常高的阻抗。由于大多数产生谐波的负载可以视为电流源，因此并联元件上会产生很高的电压和电流。这可以通过图8-1进行解释。

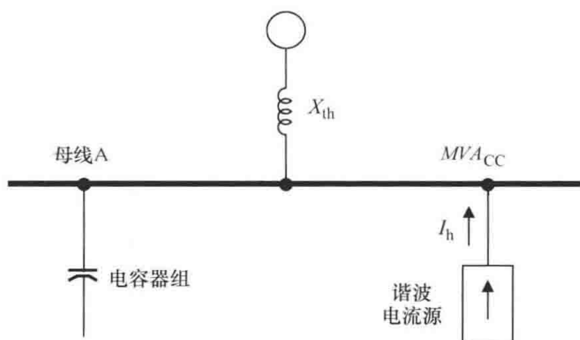


图8-1 产生并联谐振的设备连接方式

如果母线上的等效阻抗为 X_{th}，安装的电容的阻抗为 X_{c}，则总的等效阻抗为

$$Z_{\mathrm{eq}} = \frac{X_{\mathrm{th}} X_{\mathrm{c}}}{X_{\mathrm{th}} + X_{\mathrm{c}}} \tag{8-8}$$

上式的分母为零时会产生并联谐振。

$$X_{\mathrm{th}} + X_{\mathrm{c}} = 0$$

$$X_{\mathrm{th}} = -X_{\mathrm{c}}$$

谐振角频率 ω_{n}所对应的电抗计算公式为

$$X_{\mathrm{th}} = \omega_{\mathrm{n}} L, \quad X_{\mathrm{c}} = \frac{1}{\omega_{\mathrm{n}} C}$$

式中，L 为系统等效电感；C 为电容器组电容量。

由基波频率 ω 所对应的阻抗，可得到如下公式：

$$\omega L = \frac{V^2}{MVA_{\mathrm{sc}}}$$

$$\frac{1}{\omega C}=\frac{V^2}{MVA_{cap}}$$

式中，V 为额定线电压（kV）；MVA_{sc} 为母线三相短路容量（MV·A）；MVA_{cap} 为电容器组总的基波无功功率（MV·A）。求得了 L 和 C 的值，替换共振条件，可得如下公式：

$$\frac{\omega_n V^2}{\omega MVA_{sc}}=\frac{\omega V^2}{\omega_n MVA_{cap}}$$

求得了并联谐振频率，可得如下公式：

$$f_p=f\sqrt{\frac{MVA_{sc}}{MVA_{cap}}} \tag{8-9}$$

式中，f_p 为并联谐振频率（Hz）；f 为基波频率（Hz）。

8.5　串联谐振

当一个电容与感性元件串接，且阻抗与某特定谐波阻抗相同时，等效阻抗为零，就会产生串联谐振。在串联谐振条件下，系统在谐振频率附近为谐波电压提供非常低的阻抗，利用谐波滤波器在连接到系统母线上的分流元件上产生串联共振，它们一般是由一个电抗和一个电容组成，并且在谐振频率附近电抗和电容的阻抗值相等、符号相反，这样允许由谐波源注入谐波电流。图 8-2 给出了串联谐振发生时的设备连接方式，图 8-3 描绘了频率—阻抗曲线，由其可见谐振频率值的典型情况。

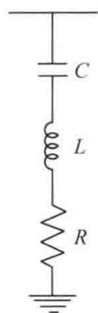


图 8-2　产生串联谐振的设备连接方式

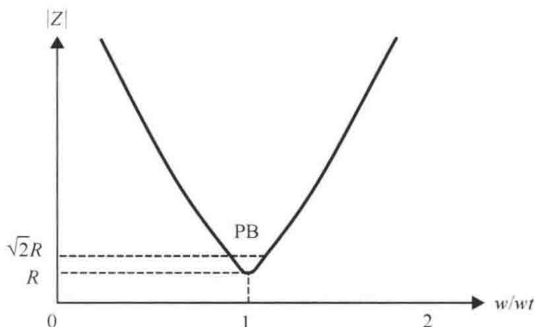


图 8-3　串联谐振滤波器频率—阻抗（Z 与 W）曲线

8.6　谐波值验证

8.6.1　谐波限值

需要说明的一个非常重要的概念就是有关单个用户的谐波电流限值评估和系统总的电压谐波限值评估。这些限值典型地在电力用户和供电公司之间的公共连接点进行了评估。

8.6.2 电压畸变限值

电力公司负有维持整个系统电压质量的责任。电压畸变限值的设计是为了维护全系统电压的波形质量，表 8-3 总结了 IEEE Standard 519—1992 中对不同电压等级系统中电压畸变率的指导值。

$$THD_{V_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_n} \times 100\% \tag{8-10}$$

式中，V_h为单次谐波电压幅值（有效值）；n 为谐波次数；V_n为系统额定电压有效值。

表 8-3 谐波电压畸变率限值占额定基波电压的比例（摘自 IEEE Standard 519—1992）

公共连接点母线电压 V_n	单次谐波电压畸变率/%	总谐波电压畸变率/%
$V_n \leqslant 69\text{kV}$	3.0	5.0
$69\text{kV} < V_n \leqslant 161\text{kV}$	1.5	2.5
$V_n > 161\text{kV}$	1.0	1.5

8.6.3 电流畸变限值

单个用户的谐波电流是在公共连接点 PCC 处进行评估的，但 PCC 点还连接了其他用户，表 8-4 总结了 IEEE Standard 519—1992 所规定的电流畸变率限值，其限值取决于用户负荷与公共连接点的系统短路容量。需要注意的是，所有电流限值表示为用户最大平均负荷电流需求的百分比。

表 8-4 电流谐波畸变率限值（摘自 IEEE Standard 519—1992）

	$I_{sc} < I_L$	$h<11$	$11 \leqslant h < 17$	$17 \leqslant h < 23$	$23 \leqslant h < 35$	$35 \leqslant h$	TDD
$V_n \leqslant 69\text{kV}$	<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
	20~50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
	50~100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
	100~1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
	>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
$69\text{kV} < V_n \leqslant 161\text{kV}$	<20①	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
	20~50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
	50~100	5.0	2.25	2.0	1.25	0.35	6.0
	100~1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
	>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
$V_n > 161\text{kV}$	<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
	≥50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0

① 无论实际的 I_{sc}/I_L 值是多少，所有的发电设备均需限制在该电流畸变限值内。

8.7 谐波检测

对于电容器应该采用 IEEE Standard 18—1992 标准，以下条件摘自于该标准：

- 任何电容器的包含谐波在内的恒定工作电压不应高于其额定电压的 110%。
- 峰值电压不应高于额定电压有效值的$\sqrt{2}$倍，峰值电压包含谐波电压，但不包含瞬态电压。
- 通过任何电容器的包含谐波在内的恒定工作电流不应该超过其额定电流的 180%（额定电流包含基波和谐波电流）。
- 任何电容器包含谐波在内的持续工作功率不应超过其额定功率的 135%。

如果超过以上限值，应该考虑更换电容器型号或者电容器的安装位置，以避免将系统置于危险的境地。图 8-4 展示了电力系统中含有电容器情况下谐波电流的流向图。

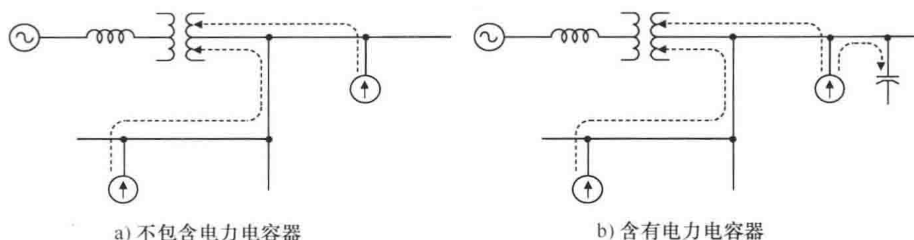


图 8-4 辐射状电力系统中谐波电流的一般流向图

8.8 电容器的重估算和重定位

如果在重构过程中某含有谐波的馈线要切负荷时，需要特别注意与拟接受负荷的馈线上的电容器产生谐振。

无论何时在配电系统中由于电容器的原因产生共振时，首选的解决方法都是重新布置电容器或者重新设计电容器容量，以将谐振频率改变到与任何谐波源不相关的值。另一方面，短路容量水平也相应改变，同时也改变了谐振频率。

这里提出一个新颖的配电系统分析算法，该算法可以与重构软件一起使用，也可以单独作为一个分析工具使用。除了基波频率，每一个考虑到的谐波源和负载都连接到大地。该算法适用于系统中存在的每一个谐波源，并且可以总结出以下步骤。

首先从系统存在的谐波源中选择一个，并且从一个含有谐波源的节点到最后一个节点组织馈线端，这样形成一个新的电源。

一旦馈线编号确定，可以通过有功功率和无功功率计算出每一个节点的负载阻抗，同样也可以计算出连接到同一个节点的电容。为此，考虑每次谐波对阻抗计算的影响是非常重要的。

随后，设定一个 1.0V 的电压值，基于此电压值，可以计算每个元件上的负荷电

流，顺序是从距离谐波源最远的点到谐波源，按照节点间的连接关系，将所有元件上的电流值累加而得到，这个过程叫作“上行迭代”。

根据计算所得的电流，再从谐波源节点开始，通过计算支路上的电压降来计算每个节点的电压，这个过程叫作“下行迭代”。

再根据每个节点新的谐波电压计算负荷电流，如此反复直至满足收敛条件，如本例中节点电压变化小于预设定 0.0001V。

根据最后一次迭代所得的电流，可以得到谐波源电流。用实际电流值除以计算值可以得到一个系数，最后一次迭代的电压和电流乘以这个系数得到负荷潮流的解。整个过程就是重复计算每个谐波源的谐波频率。

以上过程如图 8-5a 所示。图中展示了一个 17 节点的馈线，其中 3 个含有谐波源。为了便于说明，假设含有谐波源的节点上还有电容器和具有有功和无功的负载。

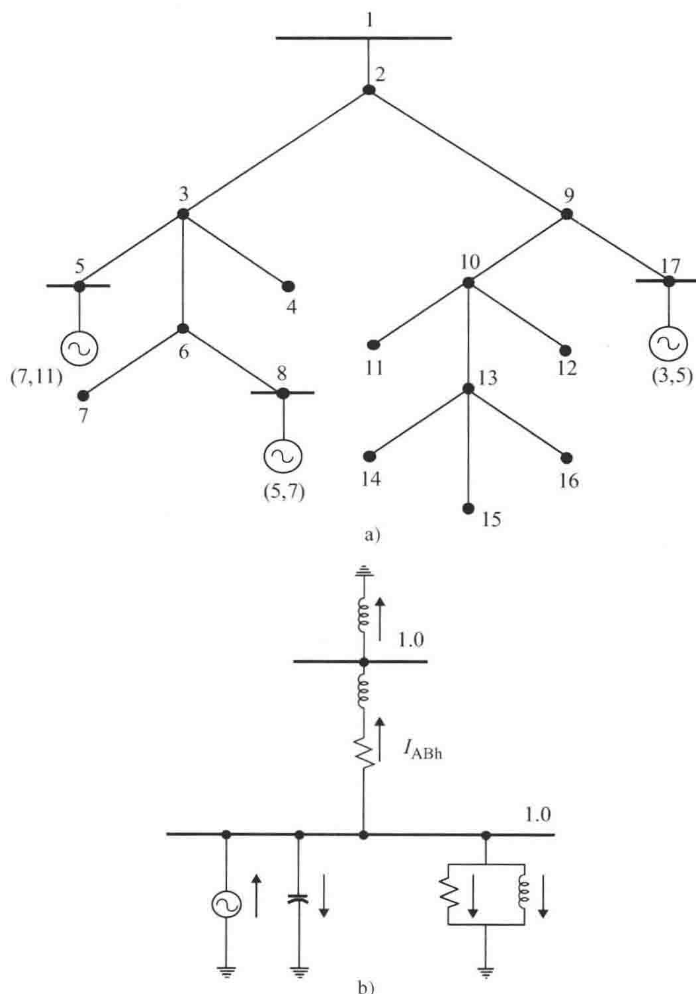


图 8-5 谐波评估过程系统示例图

按照上述过程，首先选择一个谐波源，并从它开始为其他节点编号，然后以两个节点的简单模型计算谐波阻抗，如图8-5b所示。

接着为每个节点给定一个1.0V的电压，如图8-5b所示。基于此电压，B节点由于离谐波源节点最远，其电流首先被计算得到，该电流与流经A—B支路的电流相同。且A节点电压已知，A节点电容电流和有功无功负荷电流也被计算得到，支路电流导致产生压降，进而得到B节点电压，接着计算出一个新的与A—B支路电流相同的B节点电流。于是得到一个新的支路压降和新的B节点电压。

以上过程重复直到B节点电压不再进一步变化，用最后的支路电流和A节点电流可得到谐波源的总电流。谐波源的实际的电流值和计算得到的值相比得到一个系数，用该系数来计算A—B支路电流值和连接在A节点、B节点的元件上的电流。用该系数同样可得A节点和B节点的电压。

8.9 模型

用谐波负荷潮流来进行谐波分析需要建立恰当的模型，模型包括谐波源模型、系统等效模型、负荷模型和考虑单次谐波频率的支路模型。

谐波潮流中的谐波源用独立电流源表示，每个电流源具有一定次数谐波频率，每个谐波频率有明确的幅值。

为了获得一个包含所有谐波源的结果，引入叠加原理。根据谐波源位置，每条支路上的电流值不同，因此必须考虑电压和电流间相位角。需要建立谐波源模型、系统等效模型、负荷模型、单次谐波频率下的支路模型。本节将介绍每种情况下的建模。

8.9.1 谐波源

谐波负荷潮流中的谐波源用独立电流源表示，每个电流源含有一定次数谐波频率，每个谐波频率有明确的幅值。

为了获得一个包含所有谐波源的结果，引入了叠加原理。根据谐波源位置，每条支路上的电流值不同，因此必须考虑电压和电流间相位角。

8.9.2 系统模型

馈线所连接的变电站母线上的系统模型用戴维南等效电抗形式来表示：

$$X_{Th}(f) = \frac{hV^2}{S_{sc}} \tag{8-11}$$

式中，X_{Th}（f）为系统戴维南等效电抗对频率的函数；h为谐波次数；V为额定系统电压；S_{sc}为变电站母线三相短路容量。

8.9.3 负荷模型

上文提到的供参考的负荷模型可用一个电阻和一个感抗并联来表示。对于负荷模

型的每一个元件，可以用以下公式表示：

$$R = \frac{V^2}{P_{60}} \tag{8-12}$$

$$X(f) = \frac{hV^2}{Q_{60}} \tag{8-13}$$

式中，R 为电阻性负荷元件；$X(f)$ 为无功负荷元件对频率的函数；V 为额定负荷电压；P_{60}为基波频率下的额定有功功率；Q_{60}为基波频率下的额定无功功率；h 为谐波次数。

8.9.4 支路模型

在配电系统中，连接到节点的支路用电阻和电感串联构成阻抗的形式表示。电阻认为与频率无关，而电抗不同，其表达式为

$$X_L(f) = 2\pi fL = hX_{L60} \tag{8-14}$$

式中，$X_L(f)$ 为支路无功元件对频率的函数；f 为频率；L 为支路电感；h 为谐波次数；X_{L60}为基波频率下的感抗。

需要指出的是，支路的并联容性效应一直被忽略了，这在配电系统中是可行的，尤其是对于架空线。

【例 8.1】 如图 8-6 所示一条 13.2kV 的配电馈线，要在馈线中接入 1300kvar 的电容器。每个节点的三相短路容量为7kA，负载电流含有20%的5 次谐波、14.3%的7 次谐波、9.1%的 11 次谐波和7.7%的 13 次谐波。每个节点的额定电流为 151.6A，功率因数为0.7，并且假定所有谐波功率因数都相同。

执行以下操作：

1）计算可能的谐振频率。

2）计算基波、5 次谐波、7 次谐波、11 次谐波和 13 次谐波戴维南等效电路，计算电容器的容性阻抗、谐波电流和谐波电压。

3）计算电流畸变率和电压畸变率。

4）用得到的结果分析电容器容量。

对于电流的计算，需要注意的是戴维南等效电路只针对基波频率。谐波等效电路没有源，负载变作电流源。等效电路如图 8-7 所示。

该节点可能的谐振频率为

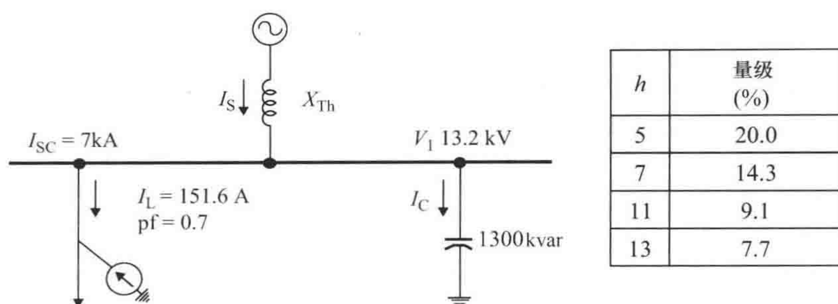
$$f_r = 60\text{Hz}\sqrt{\frac{\sqrt{3}\times 13.2\text{kV}\times 7\text{kA}}{1.3\text{Mvar}}} = 665.73\text{Hz}$$

$$I_L = 151.6\text{A}$$

$$I_L(5^\circ) = 20\%\, I_L = 0.2\times(151.6\text{A}) = 30.32\text{A}$$

$$I_L(7^\circ) = 14.3\%\, I_L = 0.143\times(151.6\text{A}) = 21.67\text{A}$$

$$I_L(11^\circ) = 9.1\%\, I_L = 0.091\times(151.6\text{A}) = 13.79\text{A}$$



h	量级 (%)
5	20.0
7	14.3
11	9.1
13	7.7

图 8-6　简化系统原理图

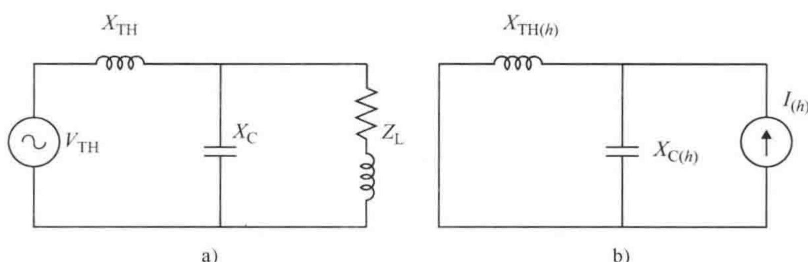


图 8-7　a）基波电路等效模型；b）h 次谐波等效模型

$$I_L(13°) = 7.7\% I_L = 0.077 \times (151.6\text{A}) = 11.67\text{A}$$

$$\text{PF} = 0.7 \rightarrow \cos^{-1}(0.7) = 45.57 \text{ 滞后}$$

谐振阻抗计算如下：

$$X_{tH(60)} = \frac{V_{LN}}{I} = \frac{13.2\text{kV}}{\sqrt{3} \times 7\text{kA}} = \text{j}1.088\Omega$$

$$X_{tH(5\times60)} = 5 \times X_{tH(60)} = 5 \times \text{j}1.088\Omega = \text{j}5.44\Omega$$

$$X_{tH(7\times60)} = 7 \times X_{tH(60)} = 7 \times \text{j}1.088\Omega = \text{j}7.62\Omega$$

$$X_{tH(11\times60)} = 11 \times X_{tH(60)} = 11 \times \text{j}1.088\Omega = \text{j}11.97\Omega$$

$$X_{tH(13\times60)} = 13 \times X_{tH(60)} = 13 \times \text{j}1.088\Omega = \text{j}14.15\Omega$$

容性阻抗计算：

$$X_{C(60)} = \frac{V^2}{Q} = \frac{(13.2\text{kV})^2}{1.3\text{Mvar}} = -\text{j}134.03\Omega$$

$$X_{C(\frac{60}{5})} = \frac{X_{C(60)}}{5} = \frac{-\text{j}134.03}{5} = -\text{j}26.80\Omega$$

$$X_{C(\frac{60}{7})} = \frac{X_{C(60)}}{7} = \frac{-\text{j}134.03}{7} = -\text{j}19.15\Omega$$

$$X_{C(\frac{60}{11})} = \frac{X_{C(60)}}{11} = \frac{-\text{j}134.03}{11} = -\text{j}12.18\Omega$$

$$X_{C(\frac{60}{13})} = \frac{X_{C(60)}}{13} = \frac{-\text{j}134.03}{13} = -\text{j}10.31\Omega$$

$$I_S = I_C + I_L$$

$$I_{C(60)} = \frac{V}{X_C} = \frac{13.2\text{kV}}{\sqrt{3}(-\text{j}134.03\Omega)} = -\text{j}56.86\text{A}$$

$$I_{S(60)} = I_{C(60)} + I_{L(60)} = \text{j}56.86 + 151.6\angle -45.57° = -117.92\angle -25.84°\text{A}$$

图 8-8 所示为基波频率等效电路。对于 5 次谐波（300Hz），其等效电路如图 8-9 所示。

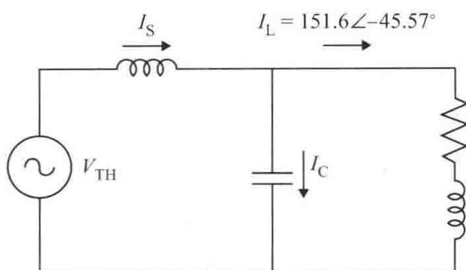


图 8-8 基波频率等效电路

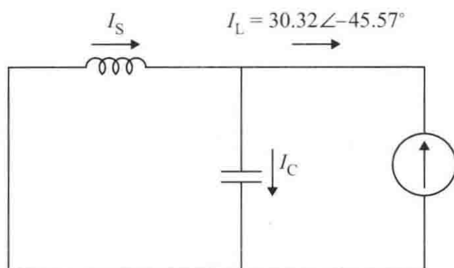


图 8-9 5 次谐波等效电路

$$Z_{eq} = \frac{X_{tH(5)}X_{C(5)}}{X_{tH(5)} + X_{C(5)}} = \frac{\text{j}5.44(-\text{j}26.80)}{\text{j}5.44 - \text{j}26.80} = \frac{145.79}{-\text{j}21.36} = \text{j}6.82\Omega$$

$$V_C = I_L Z_{eq} = 30.32\angle -45.57 \cdot (\text{j}6.82) = 206.78\angle 44.43°\text{V}$$

$$I_{C(5)} = \frac{V_{LN}}{X_{C(5)}} = \frac{206.78\angle 44.43°}{-\text{j}26.80} = 7.71\angle 134.43°\text{A}$$

$$I_{S(5)} = I_{C(5)} - I_{L(5)} = 7.71\angle 134.43° - 30.32\angle -45.57° = 38.03\angle 134.43°\text{A}$$

对于 7 次谐波（420Hz）有

$$Z_{eq} = \frac{X_{tH(7)}X_{C(7)}}{X_{tH(7)} + X_{C(7)}} = \frac{\text{j}7.62(-\text{j}19.15)}{\text{j}7.62 - \text{j}19.15} = \frac{145.79}{-\text{j}11.53} = \text{j}12.66\Omega$$

$$V_C = I_{L(7)} Z_{eq} = 21.67\angle -45.57 \cdot (\text{j}12.66) = 274.25\angle 44.43°\text{V}$$

$$I_{C(7)} = \frac{V_{LN}}{X_{C(7)}} = \frac{274.25\angle 44.43°}{-\text{j}19.15} = 14.32\angle 134.43°\text{A}$$

$$I_{S(7)} = I_{C(7)} - I_{L(7)} = 14.32\angle 134.43° - 21.67\angle -45.57° = 36\angle 134.43°\text{A}$$

由于 11 次谐波频率接近谐振频率，所以非常关键，其通过以下公式描述：

$$f_r = f\sqrt{\frac{P_a}{P_{cap}}}$$

$$P_{cc} = \sqrt{3}V_{nom}I_{cc} = \sqrt{3}(13.2\text{kV})(7\text{kA}) = 160.04\text{MV}\cdot\text{A}$$

$$P_{cap} = 1.3\text{MV}\cdot\text{A}$$

$$f_r = 60\sqrt{\frac{160.04\text{MV}\cdot\text{A}}{1.3\text{MV}\cdot\text{A}}} = 665.73\text{Hz}$$

这个值非常接近 11 次谐波频率附近的谐振频率（660Hz）。

$$Z_{eq} = \frac{X_{TH(11)}X_{C(11)}}{X_{TH(11)} + X_{C(11)}} = \frac{j11.97(-j12.18)}{j11.97 - j12.18} = \frac{145.79}{-j0.21} = j694.26\Omega$$

$$V_C = I_{L(11)}Z_{eq} = 13.79\angle -45.57°(j694.26) = 9573.84\angle 44.43°\text{V}$$

$$I_{C(11)} = \frac{V_{LN}}{X_{C(11)}} = \frac{9573.84\angle 44.43}{-j12.18} = 786.03\angle 134.43°\text{A}$$

$$I_{S(11)} = I_{C(11)} - I_{L(11)} = 786.03\angle 134.43° - 13.79\angle -45.57° = 799.82\angle 134.43°\text{A}$$

对于 13 次谐波（780Hz）有

$$Z_{eq} = \frac{X_{TH(13)}X_{C(13)}}{X_{TH(13)} + X_{C(13)}} = \frac{j14.15(-j10.31)}{j14.15 - j10.31} = \frac{145.88}{j3.84} = -j38.0\Omega$$

$$V_C = I_{L(13)}Z_{eq} = 11.67\angle -45.57°(-j38.0) = 443.46\angle -135.57°\text{V}$$

$$I_{C(13)} = \frac{V_{LN}}{X_{C(13)}} = \frac{443.46\angle -135.57}{-j10.31} = 43.01\angle -45.57°\text{A}$$

$$I_{S(13)} = I_{C(13)} - I_{L(13)} = 43.01\angle -45.57° - 11.67\angle -45.57° = 31.34\angle -45.57°\text{A}$$

表 8-5 总结了基波、5 次、7 次、11 次和 13 次谐波的电流值、电压值和计算阻抗。总的谐波畸变率为

$$THD = \frac{\sqrt{A_2^2 + A_3^2 + \cdots}}{A_1} = \frac{\sqrt{A_5^2 + A_7^2 + A_{11}^2 + A_{13}^2}}{A_1}$$

表 8-5 例 8.1 计算结果总结

h	1	5	7	11	13
I_L/A	151.6	30.32	21.67	13.79	11.67
I_S/A	117.92∠−25.84°	38.03∠134.43°	36∠134.43°	799.82∠134.43°	31.34∠45.57°
X_C/Ω	−j134.03	−j26.80	−j19.15	−j12.18	−j10.31
X_{TH}/Ω	j1.088	j5.44	j7.62	j11.97	j14.15
I_C/A	56.86∠90°	7.71∠134.43°	14.32∠134.43°	786.03∠134.43°	43.01∠−45.57°
V_C/V	7621.02∠0°	206.78∠44.43°	274.25∠44.43°	9573.84∠44.43°	443.46∠−135.57°

对于电流有

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{30.32^2 + 21.67^2 + 13.79^2 + 11.67^2}}{151.6} \approx 0.2732 = 27.32\%$$

$$\frac{I_{SC}}{I_L}=\frac{7000\text{A}}{151.6\text{A}}=46.17$$

从 IEEE Standard 519—1992 可知：当 $20<\frac{I_{SC}}{I_L}<50\rightarrow \text{THD}=8\%$ 时，谐波畸变率为 8%。但是所得结果为 27.32%，所以该计算结果不满足标准。

对于电压有

$$\text{THD}=\frac{\sqrt{0.206^2+0.274^2+9.573^2+0.443^2}}{7.62}=1.258\approx 126\%$$

标准要求为 5%，所以该值亦不满足要求。

$$V_{\text{rmsTOTAL}}=\sqrt{V_1^2+V_5^2+V_7^2+V_{11}^2+V_{13}^2}$$
$$=\sqrt{7.62^2+0.206^2+0.274^2+9.573^2+0.443^2}=12.25\text{kV}$$

考虑到 $7.62\times1.1=8.382$，因此该值超过了额定值的 10%。

$$I_{\text{rmsTOTAL}}=\sqrt{I_1^2+I_5^2+I_7^2+I_{11}^2+I_{13}^2}$$
$$=\sqrt{56.86^2+7.71^2+14.32^2+786.03^2+43.01^2}=789.42\text{A}$$

$$\frac{789.42}{56.86}\approx 1388\%$$

$$I_{L(\text{rms})}=157.15\text{A}$$

$$V_{C(\text{rms})}=12.25\text{kV}$$

$$I_{C(\text{rms})}=789.42\text{A}$$

$$I_{S(\text{rms})}=810.77\text{A}$$

$$\text{THD}_{I_L}=27.32\%$$

$$\text{THD}_{V_c}=126\%$$

$$\text{THD}_{I_c}=1385\%$$

$$\text{THD}_{I_s}=680\%$$

依据前述结果，由于显然与参考标准相违背，需要对电容器重新选址定容。实际上所有的 THD 值、电压值和电流值都超过了电容额定值。

在这种情况下，最好的方法就是采用迭代方法，直到满足参考标准的要求。

8.10 降容变压器

由于非线性负载产生的谐波电流影响，变压器的涡流损耗显著升高，这增加了变压器的温升，进而迫使变压器减少或者降低了其额定工作水平。为了确定由该现象导致降低的额度，引入了绕组谐波电流损耗影响系数，记为 F_{HL}，该系数在“IEEE Standard C57.110—2008”中以标幺值的形式表示，如式（8-15）所示：

$$F_{\mathrm{HL}}=\frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2} \tag{8-15}$$

式中，I_h是 h 次谐波电流有效值，以标幺值或者额定负载电流形式表示。

美国保险商实验室 UL 引进了 K 系数，可选择性地用以衡量变压器对含非正弦电流负载的适用性。K 系数用下列公式表示：

$$K=\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2 \tag{8-16}$$

从式（8-15）和式（8-16）可以清楚地看出，用标幺值表示的 F_{HL}等于 K 系数除以用标幺值表示的基波和谐波电流的平方和。

制造商生产了特殊的 K 系数变压器。标准 K 系数为 4、9、13、20、30、40 和 50。对于线性负载，K 系数始终为 1。

对于非线性负载，如果谐波电流已知，可以计算出 K 系数并且与电压器铭牌标示 K 系数相比对，只要负载 K 系数小于等于 1（变压器铭牌标示 K 系数），变压器不需要降容。

ANSI/IEEE C57.110—2008 提供了一种带非线性负载时的变压器降容方法。

$$\text{变压器降容系数}=\sqrt{\frac{1+P_{\mathrm{ec-r}}}{1+\frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2} P_{\mathrm{ec-r}}}} \tag{8-17}$$

或者

$$\text{变压器降容系数}=\sqrt{\frac{1+P_{\mathrm{ec-r}}}{1+F_{\mathrm{HL}} P_{\mathrm{ec-r}}}}$$

式中，$P_{\mathrm{ec-r}}$为最大的变压器涡流损耗系数（干式变压器典型值为 0.05 ~ 0.10 之间，标幺值表示）；F_{HL}为卷式变压器谐波涡流损耗系数；I_h为谐波电流，除以基波电流之后的归一化值；h 为谐波次数。

【例 8.2】 假定 1、3、5、7、9、11、13、15、17、19、21、23 和 25 次谐波电流的标幺值分别为 1.000、0.016、0.261、0.050、0.003、0.089、0.031、0.002、0.048、0.026、0.001、0.033 和 0.021，同时假定涡流损耗系数为 8%。

确定以下参数：

(a) 变压器的 F_{HL}和 K 系数；

(b) 变压器降容系数。

方法：

(a) 表 8-6 与例 8.2 结果相关，F_{HL}和 K 系数可以从表 8-6 得到

$$K = \sum_{h=1}^{h=25} I_h^2 h^2 = 5.712$$

$$F_{\mathrm{HL}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=25} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=25} I_h^2} = \frac{5.712}{1.084} \approx 5.3$$

（b）变压器的降容系数从以下公式获得

$$\text{变压器降容系数} = \sqrt{\frac{1+P_{\mathrm{ec-r}}}{1+F_{\mathrm{HL}}P_{\mathrm{ec-r}}}}\sqrt{\frac{1+0.08}{1+5.3\times 0.08}}$$

$$\approx 0.87\mathrm{pu}(\text{或 }87\%)$$

表 8-6　不同次数谐波电流

h	i（pu）	h^2	i^2	$i^2\times h^2$
1	1	1	1	1
3	0.016	9	0.000256	0.002304
5	0.261	25	0.068121	1.703025
7	0.05	49	0.0025	0.1225
9	0.003	81	0.000009	0.000729
11	0.089	121	0.007921	0.958441
13	0.031	169	0.000961	0.162409
15	0.002	225	0.000004	0.0009
17	0.048	289	0.002304	0.665856
19	0.026	361	0.000676	0.244036
21	0.001	441	0.000001	0.000441
23	0.033	529	0.001089	0.576081
25	0.021	625	0.000441	0.275625
总　　和			1.084283	5.712347

第 9 章　现代配电系统保护

过电流继电器是最常见的保护方式，只在故障状态下才会动作，它们的配置不仅仅用来应对过负荷，而是综合考虑过负荷和过电流的。

过电流继电器可以划分为定电流门槛型、定时限型和反时限型，如图 9-1a ~ c 所示。

时间继电器单元可以与瞬时动作单元配合构成如图 9-1d 所示的复合型过电流保护。

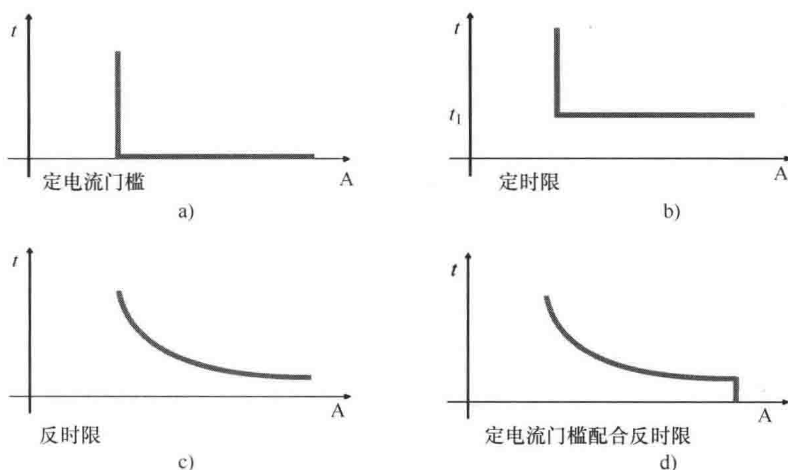


图 9-1　过电流继电器的时间—电流动作特性

9.1　过电流保护基础

9.1.1　保护配合原则

整定计算指的是通过对保护进行设定，以确保继电器能够以可靠的、具有选择性的方式动作。对于过电流继电器来讲，其保护配合的基础是瞬时动作单元和（或）延时单元的时间—电流特性。

1）当电气量等于或小于故障发生于其下级瞬时动作继电器所保护的母线或电气元件时，瞬时动作单元应整定以确保自身不动作。

2）延时单元的设定应保证故障能够被有选择地、可靠地清除，从而使被保护的电气元件的温升适度，确保处于发热限制以内。

图9-2展示了一个典型的配电变电站从断路器1、2、3一直到断路器9的保护配合过程。

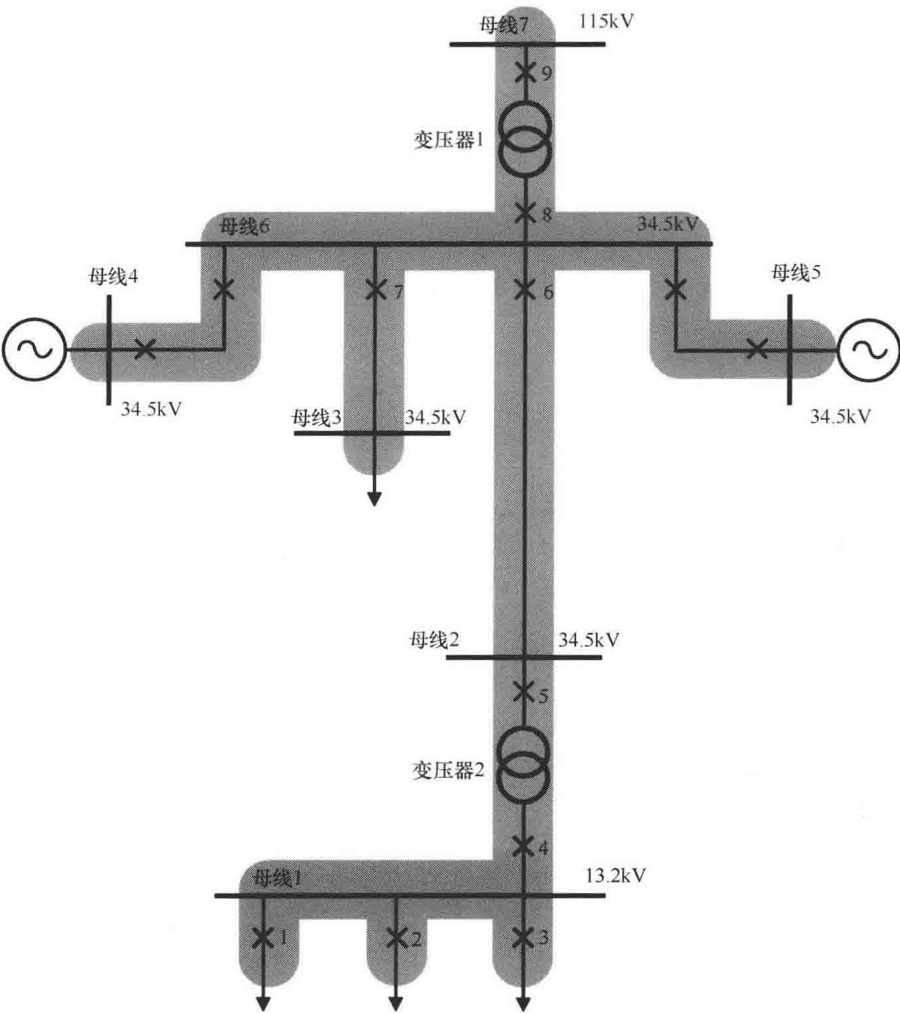


图9-2 一个配电系统的过电流继电器整定配合过程示意

9.1.2 瞬时动作单元的整定标准

瞬时动作单元的设定通过调整保护装置控制的起动电流来实现。

很多数值型继电器已经有可能通过设定动作时间，使继电器具有定时限保护单元的动作行为。

1. 配电线路

6~10倍的线路额定电流；继电器连接处最大短路电流的50%。

2. 变电站间联络线

1.25 ~1.5 倍的相邻变电站短路时短路电流。

3. 变压器单元

1.25 ~1.5 倍的低压侧短路电流；变压器低压侧的瞬时动作会被覆盖，除非与保护馈线的继电器有通信连接。

9.1.3 延时继电器的设定

延时继电器通过选择时间曲线特性来整定，其中的时间曲线特性由以下 2 个参数来确定：

1）起动电流：定义为起动继电器的电流。电流在数值上表现为时间-电流特性曲线上的一系列倍数数值。

2）圆盘：圆盘规定了继电器起动电流的时间曲线。圆盘越大意味着动作时间越长。

图 9-3 展示的就是同一段馈线的两个断路器相关的反时限过电流继电器动作曲线。

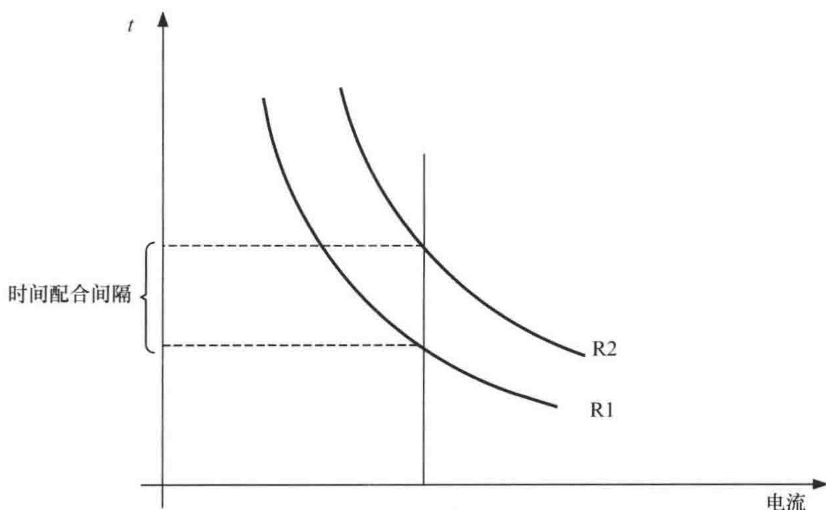


图 9-3 同一馈线的两个关联断路器的反时限过电流继电器动作曲线

为避免保护失去选择性，两相邻的保护装置的时间裕度为 0.2 ~0.4s，因此多少要考虑以下的因素：

1）断路器断开时间。

2）故障清除后的超时。

3）各种故障的程度、继电器特性曲线的偏差以及电流互感器（CT）的测量误差。

对于相间故障继电器，起动电流整定为

$$\text{Tap} = (\text{OLF} \times I_{\text{nom}}) \div \text{CTR}$$

对于接地故障继电器，起动电流决定于最大不平衡电流，一般取其数值的 20%：

$$\mathrm{Tap}=(10.21\times I_{\mathrm{nom}})\div \mathrm{CTR}$$

推荐的过负荷系数如下：

- 电动机过负荷系数为1.05。
- 高压线路、变压器和发电机的过负荷系数为1.25~1.5。
- 配电馈线的过负荷系数为2.0。

对于相间故障继电器，要考虑三相短路故障和最大短时过负荷。对于接地故障继电器，要考虑线对地故障以及最大3倍零序电流。

圆盘设定的基础是多重起动电流瞬时值对应的动作时间目标。

从最远的下级继电器开始到最远的上级继电器处为止都要这么做。

对于最远处的下级继电器，应选择最小的时间圆盘或考虑冷态负荷起动的情况。

一般地，先整定相间故障继电器，然后再整定接地故障（中和）继电器。对于后者，每当有像通过Dy型变压器发生接地故障时，则应选择最小圆盘。

整定圆盘的过程相当复杂，可以概括为如下步骤：

1）计算继电器瞬时动作定值相对应的二次短路电流的多重起动值。如果瞬时动作单元整定困难，应按照保护安装处的全部二次短路电流进行整定计算。

2）根据前面计算的结果决定给定的继电器时间圆盘的动作时间 t_1。

3）按照公式 $t_{2a}=t_1+t_{\mathrm{margin}}$ 来确定上一级保护继电器的动作时间 t_2。

4）利用与第一个继电器（步骤1）相同的短路电流计算上一级保护继电器的多重起动值。

5）知道了 t_{2a} 并计算出上一级保护继电器的多重起动值后，为继电器选取前述最贴近的时间圆盘。

相邻上级继电器遵从相同的整定过程并不断重复，直至完成最远处上级继电器的整定计算。

在IEC 60255和IEEE C37.112标准中，动作时间的定义为

$$t=\frac{k\beta}{\left(\dfrac{I}{I_s}\right)^{\alpha}-1}+L$$

式中，t 为继电器动作时间，s；k 为时间圆盘，或时间倍数设定；I 为故障电流二次的安培值；I_s 为选定的起动电流；L 为常数；α 和 β 为斜率常数。

表9-1展示了IEEE C37.112和IEC 60255标准定义的曲线常量数值，相应的曲线如图9-4所示。

表9-1 IEEE和IEC的过电流继电器标准常数

反时限曲线类型	标　　准	α	β	L
中度反时限	IEEE	0.02	0.0515	0.114
重度反时限	IEEE	2	19.61	0.491

（续）

反时限曲线类型	标　　准	α	β	L
极度反时限	IEEE	2	28. 2	0. 1217
反时限	US-CO8	2	5. 95	0. 18
短时反时限	US-CO2	0. 02	0. 02394	0. 01694
普通反时限	IEC	0. 02	0. 14	
重度反时限	IEC	1	13. 5	
极度反时限	IEC	2	80. 0	
长时反时限	IEC	1	120	

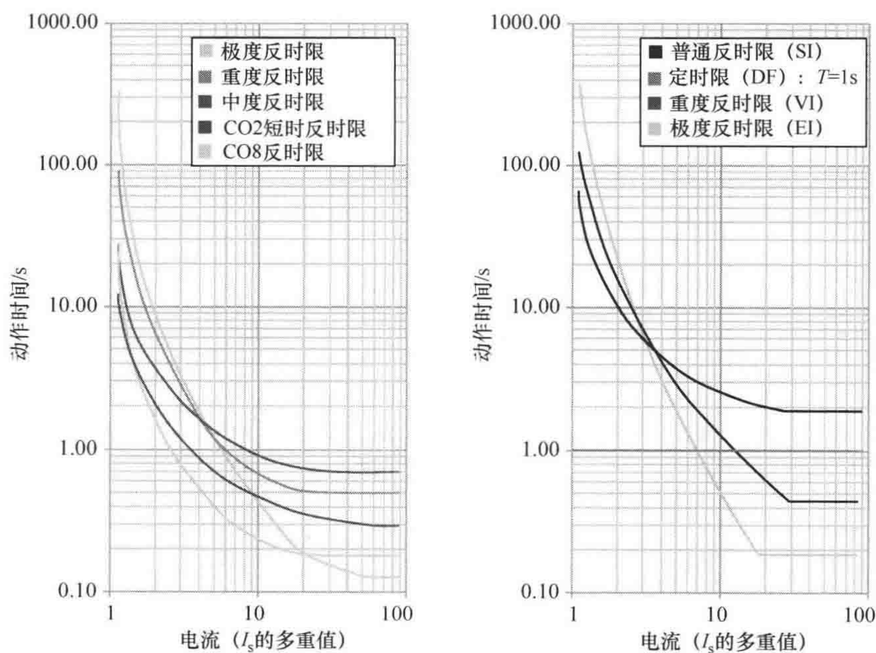


图 9-4　典型的 ANSI/IEEE 和 IEC 标准的过电流继电器曲线

9.1.4　通过软件设定过电流继电器

1）定位故障并获取用来设定继电器的电流量。

2）明确要整定哪两台继电器，并首先明确其中哪台距离电源更远。

3）确保设备的热允许能力在保护下不被突破，并保证装置在最小短路水平下就能动作。

9.2　Dy 型变压器间协调

若过电流继电器要与 Dy 型变压器配合，首先需要清楚这类变压器中二次绕组发生

三相故障、相间故障和单相故障时的电流分布规律。

三种故障情况的结果汇总于表9-2。通过分析这些结果可以看到，过电流继电器配合的难点在相间故障情况。这种情况下，变压器二次侧安装的继电器的电流小于流经变压器一次侧继电器的等效电流，这样会带来两处保护继电器的选择性出现风险的局面。由于这个原因，两处继电器的分辨裕度的设定应基于二次侧继电器电流等于$\sqrt{3}I_f/2$时动作时间和一次侧继电器在故障电流为I_f时的动作时间，如图9-5所示。

表9-2 故障情况汇总表

故障类型	一次侧电流	二次侧电流
三相故障	I	I
相间故障	I	$\sqrt{3}I/2$
接地故障	I	$\sqrt{3}I$

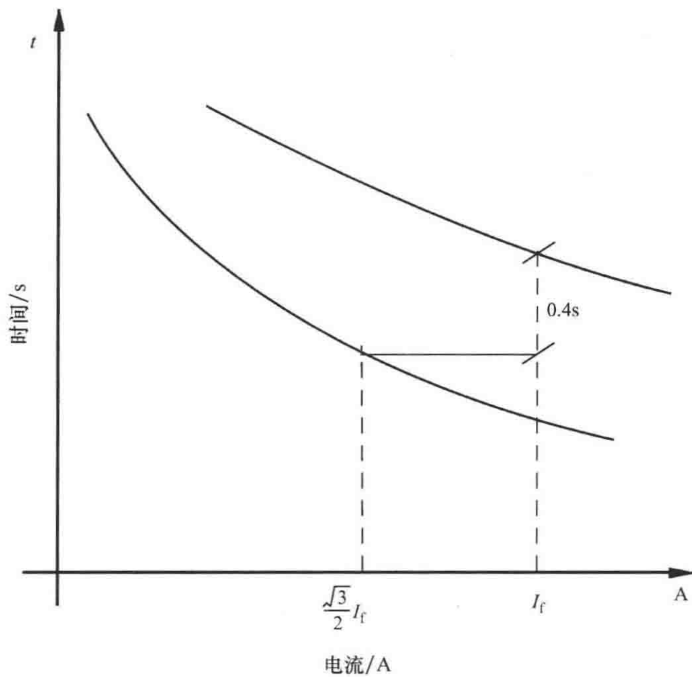


图9-5 Dy型变压器过电流保护的整定配合

【例9.1】 对于图9-6中的电力系统，进行下列计算：

1）母线1和母线2的三相短路电流。

2）已知一次侧线圈匝数是100的整数倍，计算断路器1～8的电流互感器电流比。其中电流互感器9的电流比是250/5。

3）确保实现保护整定相配合时的瞬时动作原则的设定以及动作电流和圆盘的设置，允许0.4s的分辨裕度。

4）与断路器6关联的过电流继电器的瞬时动作元件保护的34.5kV线路的长度百

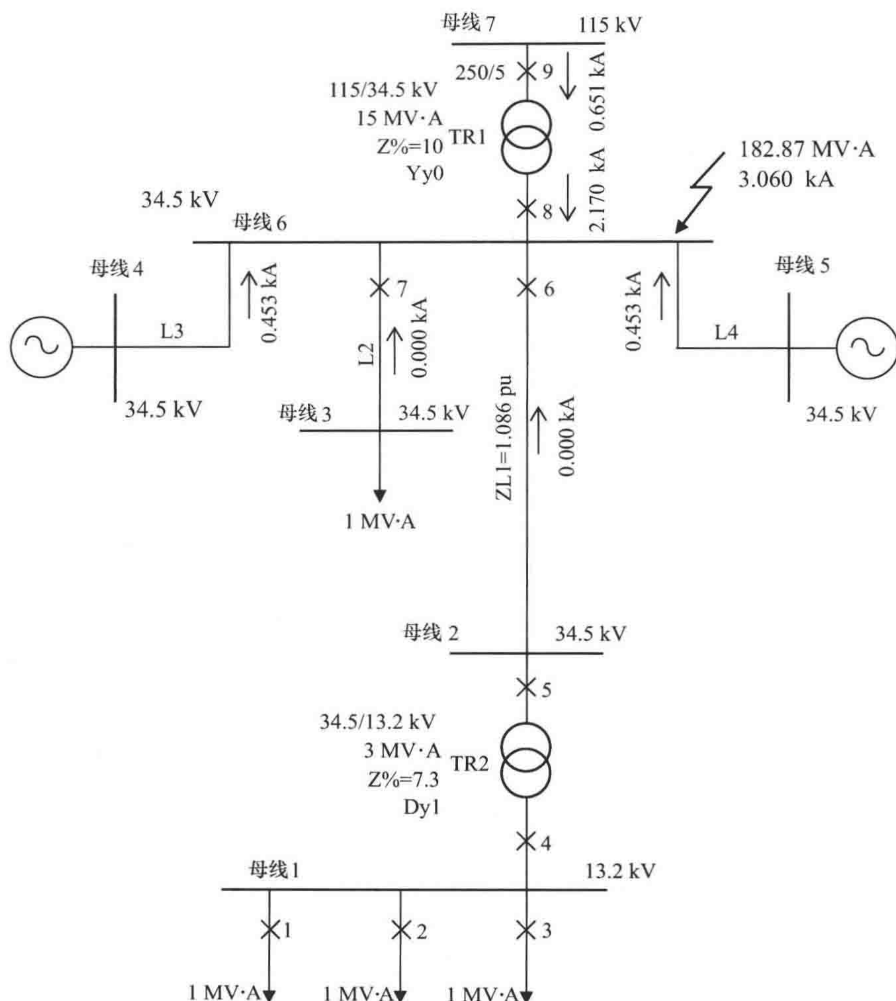


图 9-6　例 9.1 的电力系统

分比。

功率阻抗依据下列基准值进行计算：

$$V = 34.5\text{kV}, P = 100\text{MV} \cdot \text{A}$$

设定所有要整定的继电器都是 Beckwith M-7651 数值型的，其特性如图 9-7 所示。这些继电器具有极度反时限的时间-电流特性，其常数参量如下：

$$\alpha = 2.0, \beta = 80, L = 0。$$

时间电流特性（TCC）定义为

$$t = \frac{\text{Time Dial} \times 80}{(\text{MULT})^2 - 1}$$

式中，MULT 为二次侧的故障电流与起动电流的比值。另外还要考虑下列要点：

- 利用 10 倍最大负荷电流值来整定瞬时动作元件；

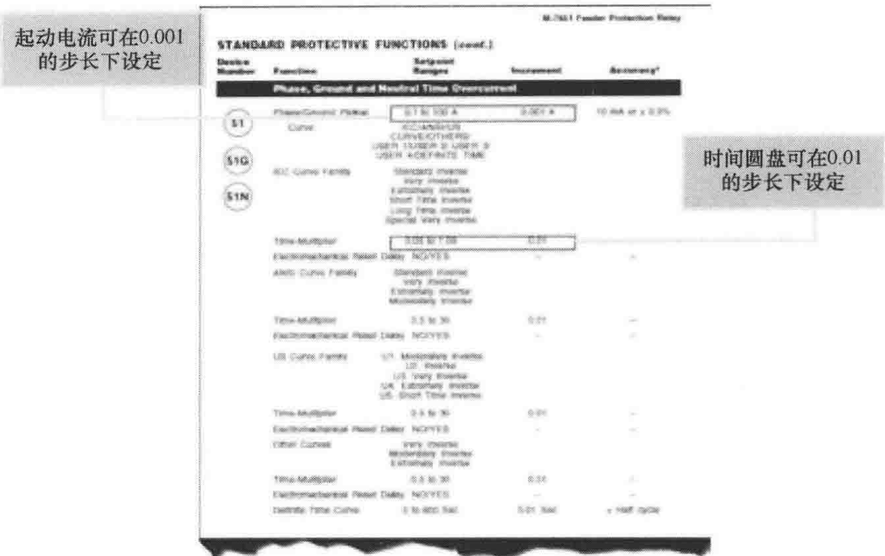


图 9-7 Beckwith M-7651 继电器的规格说明(摘自 Beckwith 电气公司授权许可)

- 用数值表示时间继电器时间裕度,可以设为 0.2s;
- 对于继电器 7,其 Tap = 4A,Dial = 5,I_{nst} = 1100A。

时间继电器的时间裕度用数值表示时可以设为 0.2s。所有电力系统元件参数见表 9-3。

表 9-3 例 9.1 的电力系统短路计算

故障位置		离故障的距离	参数名称	类型	U_n/kV	UL-E(RST)/kV	AU L-E (RST)(°)	Ik″(RST)/kA
始节点	终节点							
母线 6	故障点	0			34.5	19.919	180	3.06
母线 6	母线 2		L1	线路				0
母线 6	母线 3		L2	线路				0
母线 6	母线 5		L4	线路				0.453
母线 6	母线 4		L3	线路				0.453
母线 6	母线 7		TR1	双绕组变压器				2.17
母线 2		1			34.5	19.919	180	
母线 2	母线 6		L1	线路				0
母线 2	母线 1		TR2	双绕组变压器				0
母线 3		1			34.5	19.919	180	
母线 3	母线 6		L2	线路				0
母线 5		1			34.5	8.281	179.94	
母线 5	母线 6		L4	线路				0.453
母线 5	母线 5		G8	同步机				0.453
母线 4					34.5	8.281	179.94	
母线 4	母线 6	1	L3	线路				0.453

（续）

故障位置		离故障的距离	参数名称	类　　型	U_n/kV	UL-E(RST)/kV	AU L-E (RST)(°)	Ik″(RST)/kA
始节点	终节点							
母线 4	母线 4		G15	同步机				0.453
母线 7		1			115	8.988	180	
母线 7	母线 6		TR1	双绕组变压器				0.651
母线 7	母线 7		Equivalent	网络馈线				0.651
母线 1		2			13.2	7.621	180	
母线 1	母线 2		TR2	双绕组变压器				0

规定各继电器起动电流为

$I_{load1,2,3}=43.74\text{A}$；$\text{pickup}_{1,2,3}=(1.5)(43.74)(5/100)=3.28\text{A}$

$I_{load4}=131.22\text{A}$；$\text{pickup}_4=(1.5)(131.22)(5/200)=4.92\text{A}$

$I_{load5}=50.20\text{A}$；$\text{pickup}_5=(1.5)(50.20)(5/100)=3.76\text{A}$

$I_{load6}=50.20\text{A}$；$\text{pickup}_6=(1.5)(50.20)(5/200)=1.88\text{A}$

$I_{load8}=251.02\text{A}$；$\text{pickup}_8=(1.5)(251.02)(5/300)=6.28\text{A}$

$I_{load9}=75.31\text{A}$；$\text{pickup}_9=(1.5)(75.31)(5/250)=2.26\text{A}$

对于 1、2、3 号继电器有

$$I_{\text{inst. trip}}=10\times I_{\text{nom}}\times(1/\text{CTR})$$
$$=10\times43.74\times(5/100)\text{A}=21.87\text{A}$$
$$I_{\text{prim. trip}}=21.87(100/5)\text{A}=437.4\text{A}$$
$$\text{MULT}=21.87/3.28=6.668$$

当 Dial = 0.05 时，有

$$t=\frac{0.05\times80}{(6.668)^2-1}=0.092\text{s}$$

负荷额定电流为 43.74A，与继电器 1、2、3 配合时，有

$$t_{4a}=0.092+0.2=0.292\text{s}$$

对于继电器 4，有

$$\text{MULT4a}=(437.4)(5/200)(1/4.92)=2.223$$

在 2.223 倍且 $t_{4a}=0.292\text{s}$ 时，有

$$\text{Dial}=\left(\frac{0.292}{80}\right)\times((2.223)^2-1)=0.01$$

然而实际上 0.05 是继电器圆盘上的最小刻度。

相间故障的动作时间按三相故障电流的 86% 来整定。

$$\text{MULT}_{4b}=(0.86)\times(1076.06)\times(5/200)\times(1/4.92)=4.702$$

$$t_{4b}=\frac{0.05\times80}{(4.627)^2-1}\text{s}=0.190\text{s}$$

该继电器无瞬时动作整定。

这个整定过程与系统中其他继电器的整定过程是一样的。表 9-4 展示了继电器的配合定值。对应的动作曲线如图 9-8 所示。

表 9-4 例 9.1 继电器整定汇总

继电器编号	CT 变比	起 动 电 流	圆　　盘	瞬时动作电流
1，2，3	100/5	3.28	0.05	21.87A
4	200/5	4.92	0.05	-
5	100/5	3.76	0.14	25.73A
6	200/5	1.88	0.25	32.05A
7	200/5	4	5	27.5A
8	300/5	6.28	0.05	-
9	250/5	2.26	0.13	16.27A

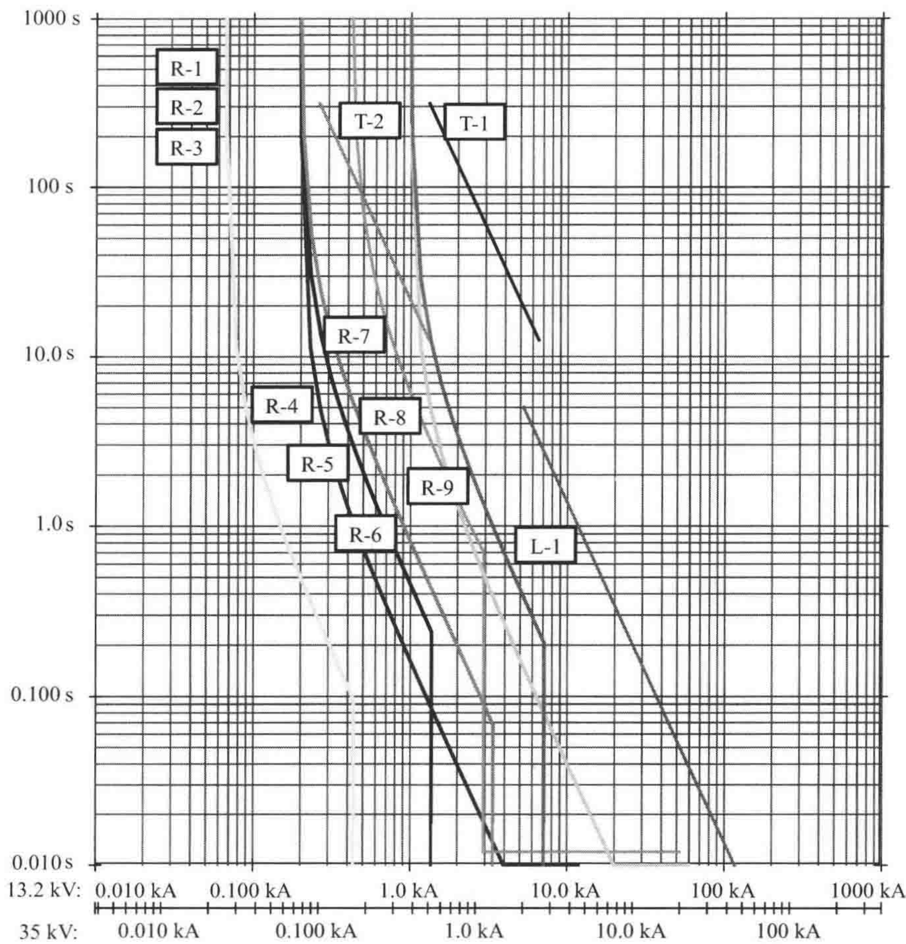


图 9-8 例 9.1 中继电器协调曲线

9.3 馈线保护设备

大多数用于配电系统的保护设备是过流继电器、重合器、分段器和熔断器。

关于过电流继电器的配合上一节已经做了详细讲述，本小节介绍的是上面提到的其他3种设备。后3种设备可以单独安装或作为像VFI那样的开关设备的组成部分。这类开关设备可以按不同的方式配置，设备的类型可以不同（断路器或熔断器），输入与输出的数量也可以不同。图9-9为一个S&C的VFI七类不同配置。图9-10是一个典型箱式开关柜的照片，同样来自S&C。

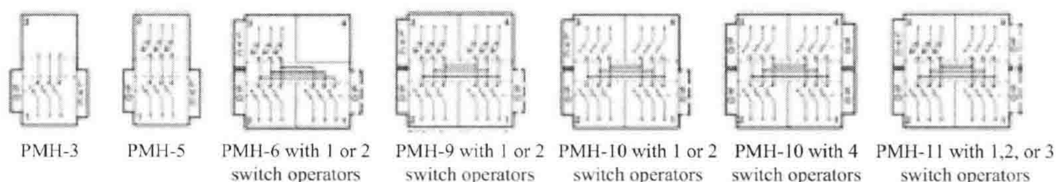


图9-9　远程监控PMH模型（由S&C许可转载）

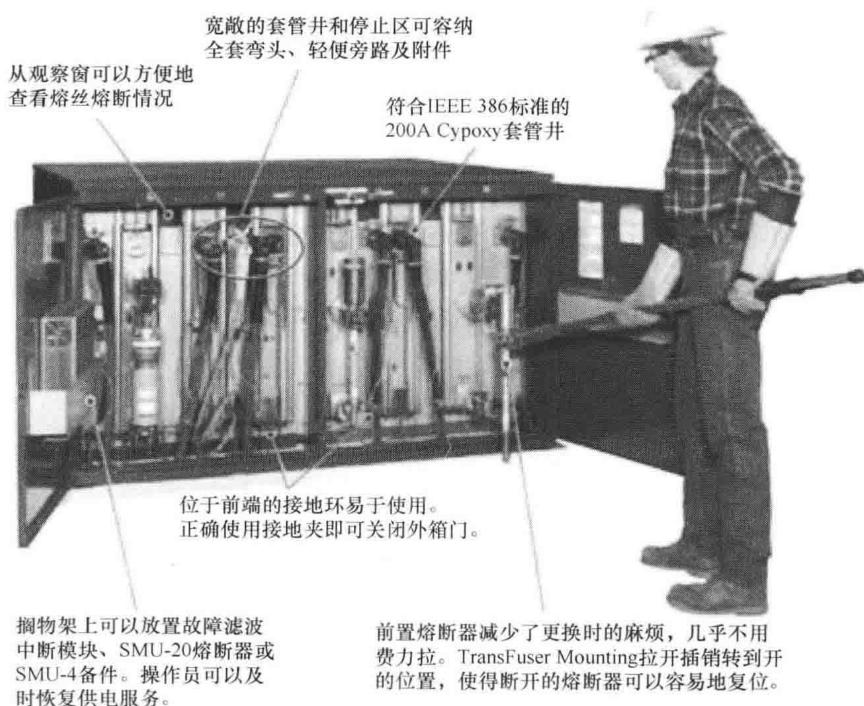


图9-10　PME箱式开关柜（由S&C许可转载）

9.3.1 重合闸开关

9.3.1.1 概述

重合闸开关是一种保护设备，它能够检测相过电流和相—地过电流状态，并能在

过电流持续超过设定时间时断开线路，而且之后能够自动重合线路使之恢复运行。若重合操作后故障依然存在，则重合闸装置将在一系列操作之后处于打开状态，从而使故障区域与系统其他部分隔离。

在架空配电系统中，80%~95%的故障是瞬时性故障并且持续时间最多为几个周期或者几秒。因此，重合器依据开关特性可以避免配电线路因为瞬时性故障而退出运行。通常，重合器设计有3个开闭操作，经过这些操作，最终用打开操作来锁定序列。通常允许有一个进一步的通过手动方式的合闸操作。计数机制记录相间和接地故障单元的操作，在适当的通信方式时，也可由外部控制设备触发。

重合器的工作时间-电流特性曲线通常包含3条曲线，分别对应一个快速和两个延迟，定为A、B和C。图9-11为一组典型的重合器的时间-电流曲线。然而，基于微处理器控制的新型重合器可能具有键盘可选择的时间-电流曲线，使工程师能够产生任何的曲线，以适应相间和接地故障的协调要求。这允许重新编程来定制一个满足客户具体需求的特性配置，而不需要改变元件。

与其他保护装置的协调很重要，为了确保在发生故障时，电路中的最小部分被断开以最小化用户供电的中断。一般地，重合器的时间特性和操作顺序选择与面向电源的上游机制进行协调。在选择重合器的大小和操作顺序之后，调整下游的设备以达到正确的协调。一个重合器对于永久性故障的典型操作顺序如图9-12所示。第一次动作以瞬时模式实施，瞬时故障在对线路造成破坏之前即被清除。后面的3次以设置预定时间的定时方式运行。如果故障是永久性的，时间延迟操作允许其他更靠近故障的保护装置打开，以限制断开网络的数量。

接地故障不如相间故障严重，因此，重合器要有适当的灵敏度来检测它们。一种方法是使用电流互感器同极性并联以便合成的剩余电流在正常条件下近似为零。重合器应该在剩余电流超过整定值时动作，因为可能发生了接地故障。

9.3.1.2 分类

重合器的分类如下：

1）相数：单相和三相。

2）电弧开断介质：油或真空。

3）绝缘类型：油、环氧树脂或SF_6。

4）控制类型：液压、电子或磁性制动器。

当负荷多为单相时使用单相重合器。在这种情况下，当单相故障发生时重合器应该永久性地切除故障相，负荷靠其他相来供应。当必须断开所有三相以防止系统负荷不平衡时用三相重合器。

有液压操作机构的重合器有一个断开的线圈和线路串联。当电流超过设定值时，线圈吸引活塞打开重合器主触点并且断开电路。重合器的时间特性和操作顺序取决于不同腔室油的流量。电子型的控制机构通常位于重合器外，并从一个电流互感器套管接收电流信号。当电流超过预定的设置时，延迟操作启动最终导致跳闸信号被传送到重合闸控制机制。控制电路决定该机制随后的打开和关闭，这取决于它的设置。电子操作

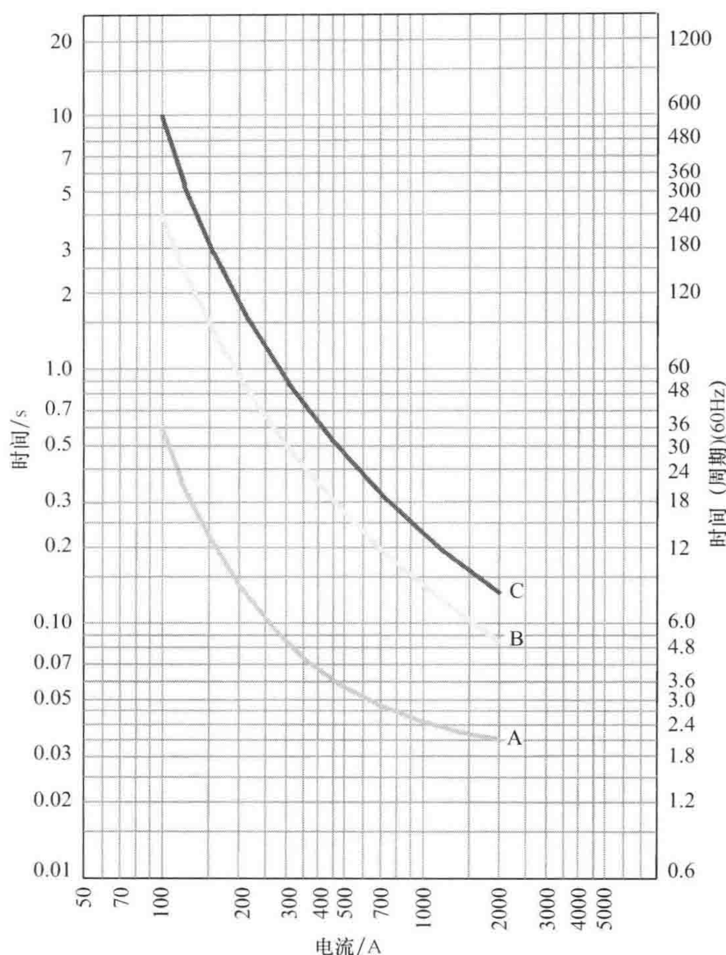


图 9-11 重合器的时间-电流曲线

机构的重合器使用线圈或电动机构使触点闭合。油重合器使用油来熄灭电弧，也可充当基本绝缘，相同的油可以在控制机构中使用。真空和 SF_6 重合器的优点是需要较少的维护。

下面几张图说明了重合器的几个特点。图 9-13 显示了不同类型的单相重合器：(a) NOJA OSM—真空开断、环氧树脂绝缘和电子控制；(b) COOPER NOVA——油开断、环氧树脂绝缘和电子控制；(c) COOPER D——油开断、油绝缘和液压控制。

图 9-14 显示了不同类型的三相重合器：(a) G&WViper-LT——真空开断、环氧树脂绝缘和电子控制；(b) SCHNEI DER U——真空开断、环氧树脂绝缘和电子控制；(c) ABB OVR——真空开断、环氧树脂绝缘和电子控制；(d) Hawker Siddeley Switchgear Ltd's GVR——真空开断、SF_6 气体绝缘和磁制动器。

图 9-15 给出了三相重合器的内部组件——空气绝缘、真空开断、电子控制重合

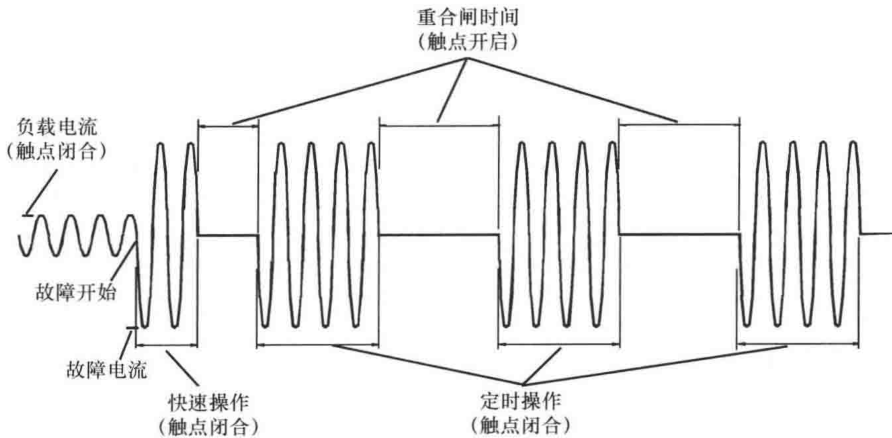


图 9-12 典型的重合闸操作顺序

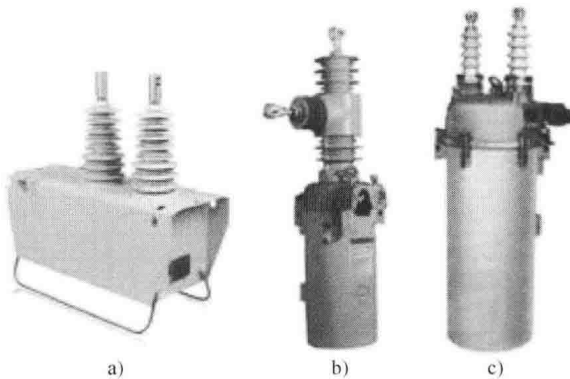


图 9-13 单相重合器

闸，由 Cooper Systems 系统制造。

液压重合器的协调边距取决于所用设备的类型。在小重合器中，电流线圈和其活塞产生触点的开口，分离大于 12 个周期以确保非同时操作。

具有大容量的重合器，与电流线圈相关联的活塞只有致动打开机构。在这种情况下，超过 8 个周期的分离保证非同时操作。

串联的两个大的单元之间协调的原则是基于小单元在相同的方式下的操作特性之间的分离时间。

电子控制重合器可以更紧密地协调，因为没有那些机电方面（由于超速、惯性等）的固有误差。下游重合器必须比上游重合器速度更快，并且下游重合器清除时间加上它的容许偏差应该小于上游重合器的清除时间减去它的容许偏差。

通常，变电站重合器用来实现至少一个快速自动重合闸以便清除变电站和负荷重



图 9-14　三相重合器

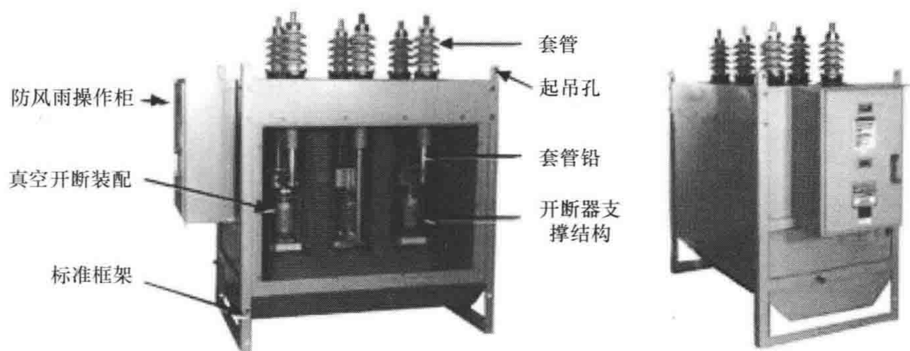


图 9-15　库柏凯尔型 VSA20A

合器之间线路上的瞬时性故障。作为变电站的重合器，后者具有相同设置，或大量快速的操作。

应该指出的是，电子控制重合器的时间-电流特性之间间距的标准和液压控制重合器不同。

9.3.1.3 应用

重合器在配电网中的使用有以下几点：

1）在变电站中，为电路提供主保护。

2）在主馈线电路中，允许长线路分段从而防止闭合电路由于电路末端故障而产生损耗。

3）在支路或者分支中，防止主电路由于分支中的故障而跳闸。

图 9-16 给出了几种在配电系统中布置重合器的方式。

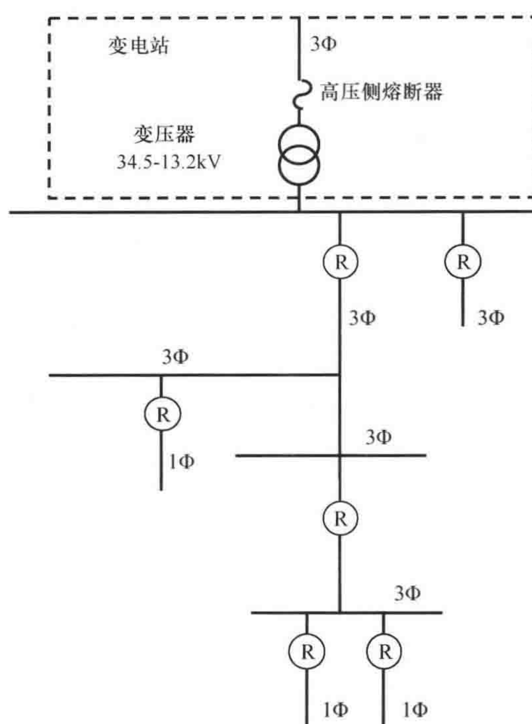


图 9-16 布置重合器的方式

9.3.1.4 说明

重合器的额定电压和短路容量应等于或大于安装点的对应值，重合器的电流相对电路的最大负荷电流而言也适用于同样的准则。还必须保证在被保护线路的末端故障电流高到足以引起重合器动作。

正确应用电路自动重合闸，以下 5 个因素必须考虑：

1）系统电压：系统电压是已知的。重合器的额定电压必须等于（或大于）系统电压。

2）重合器所在位置的最大故障电流：最大故障电流将已知或可以计算。重合器可开断电流必须等于（或大于）重合器所在位置的最大故障电流。

3）最大负荷电流：重合器的额定持续电流必须等于（或大于）预期的电路负荷电流。串联线圈型重合器，线圈的尺寸可以选择与当前负载电流、预期的未来负载电流或变电站变压器容量相匹配。最小跳闸电流名义上是线圈额定持续电流的两倍。电子控制重合器最小跳闸电流必须大于任何预期的高峰负荷电流。一般情况下，跳闸电流值至少为两倍的预期负载电流。

4）被保护区内最小故障电流：可能发生在线路末端的最小故障电流必须进行检查以确认重合器可以检测和切断该电流。

5）协调电源和重合器的负载侧上的其他保护装置。

在前4个应用因素满足之后，重合器与电源侧和负荷侧设备的协调必须确定。适当选择时间延迟和次序是至关重要的，以保证任何由故障造成的瞬间中断或长期停运被限制在系统可能的最小部分。

一般来说，重合器时间和序列的选择要与电源端设备协调。在所需要的重合器的大小和序列确定后，线路越远处的保护设备的选择要与它进行协调。

9.3.2 分段器

9.3.2.1 综述

分段器是一种只要上游断路器或重合器已开断故障电流就能自动隔离配电电路故障区域并且通常是安装在重合器下游的装置。由于分段器没有能力断开故障电流，所以它们必须和具有开断故障电流能力的设备一起使用。

分段器将在经过预定的计数后打开以便隔离故障区域，其中看故障电流的通道以及电压降落来定义一个计数。它们可以远程地或通过本地控制面板或由开关棒驱动的操作手柄实现关闭来重新带起负载。

分段器在故障期间记录重合器的操作次数。当超过重合器打开次数的预设值并且重合器是打开状态时，分段器就会打开并且隔离线路的故障区域。这允许重合器关闭并且对非故障区重新供电。如果是瞬时性故障，分段器的操作机制就会重置。分段器被构造为拥有液压或者电子操作机制的单相或三相布置。分段器没有电流时间特性，可以用在运行曲线非常接近的两个保护装置之间和协调一个额外的步骤是不可行的情况下。

有液压操作机制的分段器有一个工作线圈与线路串联。每次发生过电流时，通过油在分段器腔室内流动使线圈驱动可以在电路断开且电流为零时启动计数机构的活塞。超过电路打开次数的预设值后，分段器触头由预应力弹簧装置打开。

这种类型的分段器可以手动闭合。有电子操作机制的分段器操作更加灵活并且容易设置。负荷电流通过电流互感器来测量并且二次侧的电流被馈送到控制电路，控制电路记录重合器和相关联的断流器的操作次数并且给断开机制发送跳闸信号。这种类型的分段器手动或使用电动机闭合。

9.3.2.2 分类

分段器的分类如下：

1）相数：单相和三相。

2）绝缘类型：油、环氧树脂或 SF_6。

3）控制类型：液压、电子或磁性制动器。

图 9-17 展示了不同类型的分段器：（a）COOPER GH—单相油绝缘和液压控制；（b）Hawker Siddeley Switchgear Ltd's GVS 38—三相 SF_6 绝缘和磁制动器；（c）COOPER GN3VE—三相油绝缘和液压控制。图 9-18 展示了三相分段器的部件。

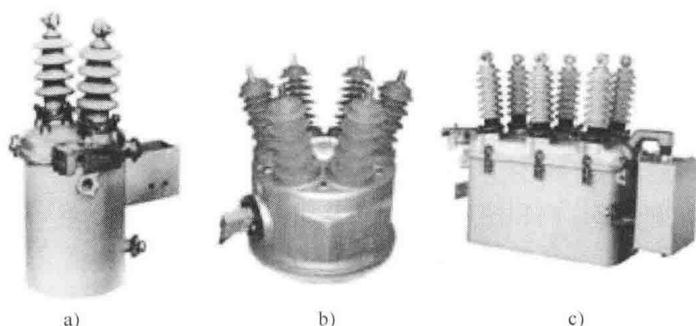


图 9-17 分段器

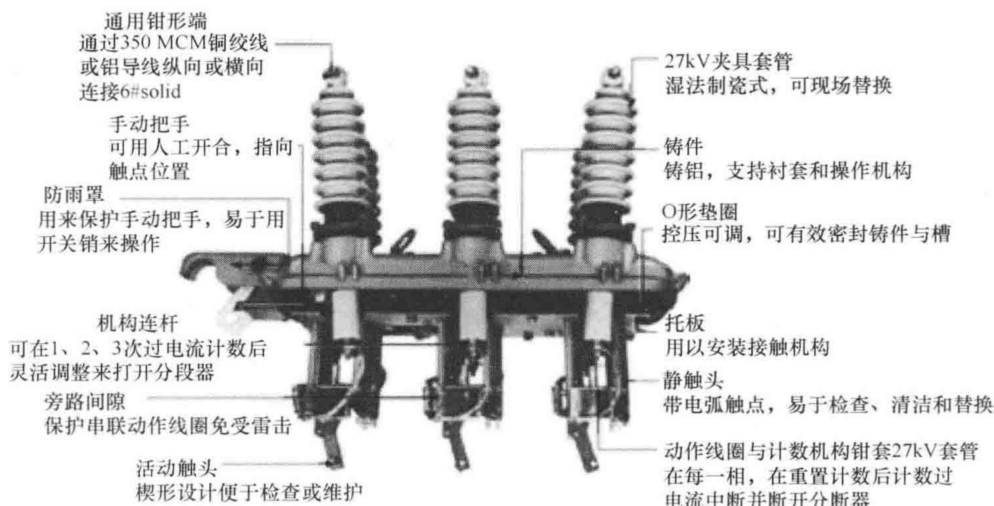


图 9-18 分段器的视图

9.3.2.3 说明

分段器的标称电压和电流应等于或大于安装点的电压或负载的最大值。分段器的短路容量（瞬时额定值）应该等于或大于安装点的故障水平。相关断流器的最大清除时间不允许超过分段器短路的额定值。协调需要考虑的因素包括起动电流的设置和相关断流器在断开之前的操作次数。

在应用电子控制分段器时应注意以下基本的协调原则：

1）分段器的最小动作电流设置不应大于后备重合器或者重合断路器对于相间和接

地电流的最小跳闸电流的 80%。

2）分段器的计数断开设置至少有一个比操作次数小，以锁定后备设备。

3）分段器控制的计数复位时间必须大于后备保护设备的复位时间。

4）后备设备的最小清除时间必须大于跳闸储能电容器的充电时间，以保证电容器在后备设备跳闸之前充满电。

5）三相分段器必须和备用断路器或重合器一起使用，其中所有三相同时打开。该分段器的计数功能不识别来源于一个特定相的信号，而是总计三相中过电流的断开。后备保护的三相非同时跳闸可能会导致在一相或者多相中出现分段器开断故障电流。

6）多点接地星形系统中的应用一般都需要接地故障检测和浪涌电流限制。设置相启动水平为后备保护设备的接地设置可能会由于浪涌电流和分段器对于电源侧故障的不正确打开而导致错误的计数。

7）接地故障的启动设置应设置等于或大于分段器安装处的峰值负荷。这将防止分段器检测到在上边线路发生接地故障产生的系统不平衡。

9.3.2.4 应用

分段器可以应用在靠近变电站时主馈线分为两个馈线的情况，如图 9-19 所示。在这里，负荷很可能是合理的均分。分段器也可能被用于保护只携带总负荷一小部分的重要的支路，如图 9-20 所示。

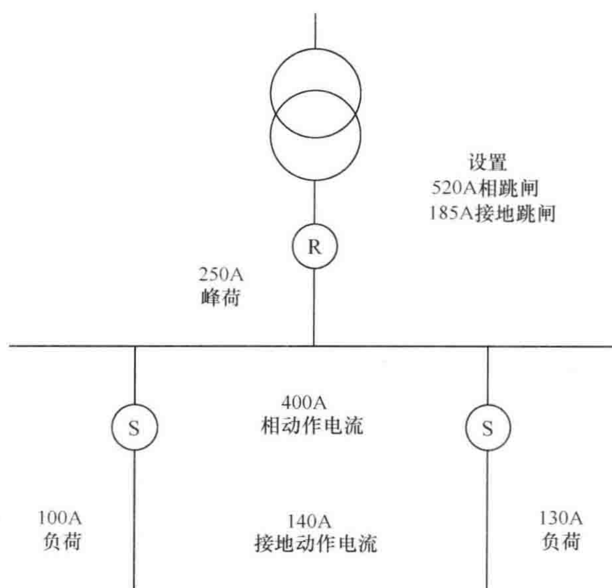


图 9-19 分段器应用于系统有两条被保护的馈线

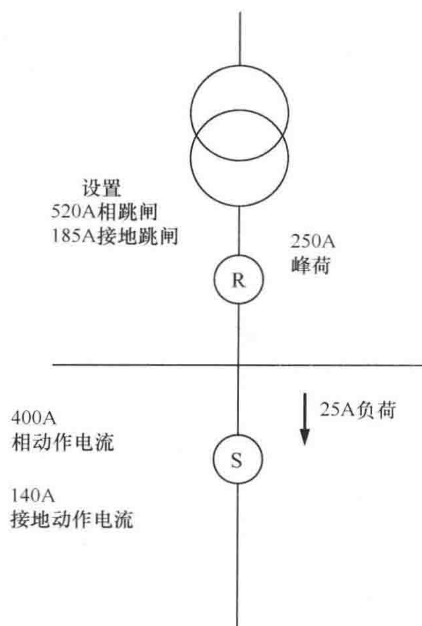


图 9-20 分段器应用于有一条被保护的支路

浪涌电流限制的设计提供了最佳的防浪涌电流的保护。在浪涌条件下，动作值没

有设置将被阻塞。这允许应用时的灵活性而不用考虑系统中增加的连接负荷。

考虑到经过重合闸长间隔后励磁涌流、系统失衡和初步感性负载的衰减分段器被阻塞3s。

9.3.3　熔断器

9.3.3.1　综述

熔断器是一种过电流保护设备，它有一个由通过的电流直接加热并且电流超过预定值时会损坏的元件。适当选择的熔断器应通过熔体的破坏而断开电路，消除在元件破坏中所形成的电弧，然后保持电路为断开状态且端口为标称电压（即熔丝元件中没有电弧）。

多数用在配电系统中的熔断器的操作遵循驱逐原理，即它们有一个内部覆盖着去电离纤维用来限制电弧的管，以及一个可熔元件。出现故障的情况下，当可熔元件熔化时内部的纤维被加热，并产生积聚在管内的去电离气体。电弧被压缩并排出管，此外，从管的端部逸出的气体产生维持电弧被排出的颗粒。这样，当电流为零时电弧被熄灭。去电离气体的存在以及在管内的湍流，确保电流通过零点之后故障电流没有重新建立。操作区域受到两个因素的限制：下限取决于可熔元件熔断所需要的最短时间（最小熔断时间），上限由熔断器清除故障所需要的最大总时间决定。

9.3.3.2　应用

熔断器是电气系统中最常用的保护装置。尤其在配电系统中，它们被应用在大多数元件中。已有的应用如下：

1）配电变压器。

2）电容器。

3）馈线。

9.3.3.3　类型

电力熔断器：电力熔断器为变压器和电容器组提供可靠并且经济的保护。它们通常用在户外变电站且包含银或镍铬合金易熔元件。

熔丝断路器：熔丝断路器是熔丝和开关的组合，用于一次架空馈线和配电变压器的电流浪涌和过载保护。熔丝断路器的主要部件是断路器主体、熔丝座和熔体。

断路器主体是支撑熔丝座和瓷绝缘子的开放式C型框架，瓷绝缘子固定在支座上并能将组装体的导体部分与支座电隔离。

熔丝座，通常被称为熔管，包含可替换的熔体，也可作为一个简单的刀开关。当包含的熔体动作或熔断时，熔丝座下降打开，脱离刀开关，并挂在铰链组件上。

熔体或熔丝链是组件上可更换的部分，它的操作是由于大电流。

限流熔断器：限流熔断器是一种突然引入高阻力，以减少电流幅度和持续时间从而导致电流中断的熔断器。这种类型的熔断器显著降低了短路情况下电流的幅值和释

放的能量。

这些熔断器在电路断开后发展高绝缘强度的正极内部间隙，从而在暴露于全系统电压时排除破坏性的重燃，正如在低复原电压条件下清除后的限流熔断器。

SM 型电力熔断器有螺旋盘绕的无焊接结构且被空气包围的银熔体。正因为这种结构，可熔元件不受机械力、热应力和围压的影响，因此不受损害，即使浪涌电流接近但也不会超过熔丝的最低熔化时间-电流特性曲线。相反地，限流熔断器的可熔元件，由许多直径非常细的电线，或一个或多个孔状或锯齿状的丝带组成，被硅砂等填充材料包围。由于这种结构，限流熔断器容易出现由接近熔丝最低熔化时间-电流特性曲线的浪涌电流造成的元件损坏。这种损害可能发生在如下一种或多种情况：可熔元件熔化，但由于熔态金属被填充材料限制没有完全分开，可能导致在该元件再凝固时具有不同的横截面积。

可熔元件的平行导线或丝带中的一个或多个但不是所有，熔化并分开。

可熔元件可能会由于电流循环引起的疲劳而断开，由于热胀冷缩，电流循环可以造成局部膨胀。

如上所述，限流熔断器可熔元件的损坏可能会移动或改变它们的时间-电流特性，导致熔断器和其他下游过电流保护装置之间完全协调的丧失。此外，损坏的限流熔断器元件可能由于另外的无害浪涌电流熔化，但是熔断器由于功率不足可能无法清除电路—熔断器由于负载电流的流动持续形成电弧并在内部燃烧。由于浪涌电流造成可熔元件损坏的可能性，以及装载和制造公差的影响，限流熔断器制造商通常要求使用这种熔断器时，调整为最小熔化时间-电流特性曲线。这些调整被称为“安全区”或“后置允许”，范围为时间的25%到电流的25%。后者可导致250%或更多的时间上的调整，这取决于时间-电流特性曲线在安全区或后置允许范围被测量的点的斜率。此外，大多数限流熔断器固有地具有陡峭的、相对直的时间-电流特性曲线，该曲线，以及所需的大的安全区或后置允许调整，强制限流熔断器电流额定值的选择比变压器满载电流大得多以承受组合变压器的励磁和负载涌流，并与二次侧保护装置协调。如此大的熔断器额定电流的选择会导致变压器保护的减少和与上游保护装置协调时可能的危害。另外，由于高额定电流的限流熔断器的使用通常需要并联两个或三个低额定电流熔断器，增加的成本和空间需求可能招致反对。

有限的截止电流的值被确定为预测前半个周期的电流值的函数，前半个周期短路电流被限制如图9-21所示。

使用在多数配电断流器中的熔体或熔丝链是锡或银合金熔线环，它们在高电流条件下熔化（或动作）。熔体的电流额定值从1～200A不等。

在配电系统中，根据速度比指定熔体以K和T分别代表快速和慢速类型。

速度比是导致熔断器在0.1s动作的最小熔化电流与300s时的最小熔断电流的比值。

对于快速型熔体，速度比定义为6～8，慢速型为10～13。

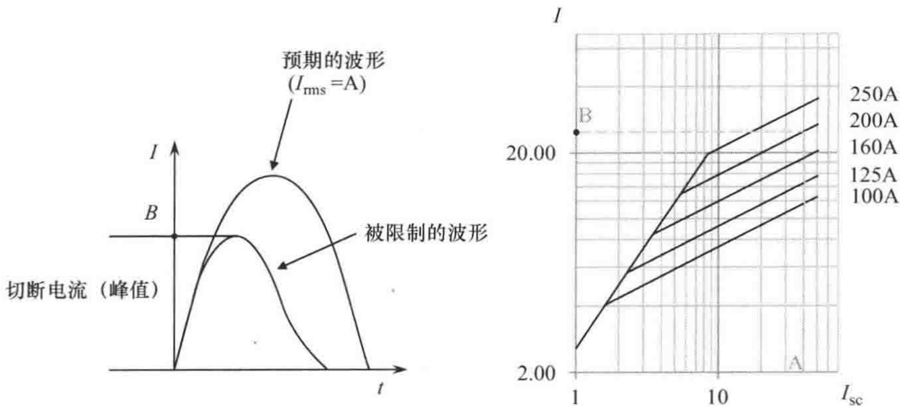


图 9-21 分段器用以保护一系支路

9.3.3.4 分类

将熔断器进行分类的标准包括额定电压、额定电流、时间-电流特性、制造特征以及其他方面。例如，ANSI/UL 198-1982 标准中提到 600V 及以下为低压熔断器。ANSI/IEEE C37.40、41、42、46、47、48 这些标准中提到中-高压熔断器范围为2.3～138kV。其他组织和国家都有自己的标准，此外，熔断器制造商也有他们自己的分类及型号。

图 9-22 显示了 200K 型和 200T 型熔体工作特性的比较。对于 200K 型熔断器，时间为 0.1s 时电流为 4400A，300s 时为 560A，速度比为 7.86。对于 200T 型熔断器，0.1s 时电流为 6500A，300s 时为 520A，在这种情况下，速度比为 12.5。

9.3.3.5 说明

为了选择一个合适的用在配电系统中的熔断器，以下信息是必需的：

1）电压和绝缘水平。

2）系统的类型。

3）最大短路电流。

4）负荷电流。

上述 4 个因素决定熔断器的额定电流、电压和短路能力特征。

额定电流的选择

熔断器的额定电流应大于熔断器将会动作的地方的最大持续负荷电流。根据受保护的设备情况，应允许一个过载百分比。在使用电力变压器的情况下，应选择时间-电流特性在变压器励磁涌流曲线之上并且低于自己发热极限的熔断器。一些制造商制作了表格，以协助在不同的等级和连接方式下选择适当的熔断器。

额定电压的选择

系统特性决定了在故障电流被开断时熔断器所感知的电压。这个电压应等于或小于熔断器的额定电压。因此，应该使用以下标准：

1）在不接地的系统中，额定电压应等于或大于最大的线电压。

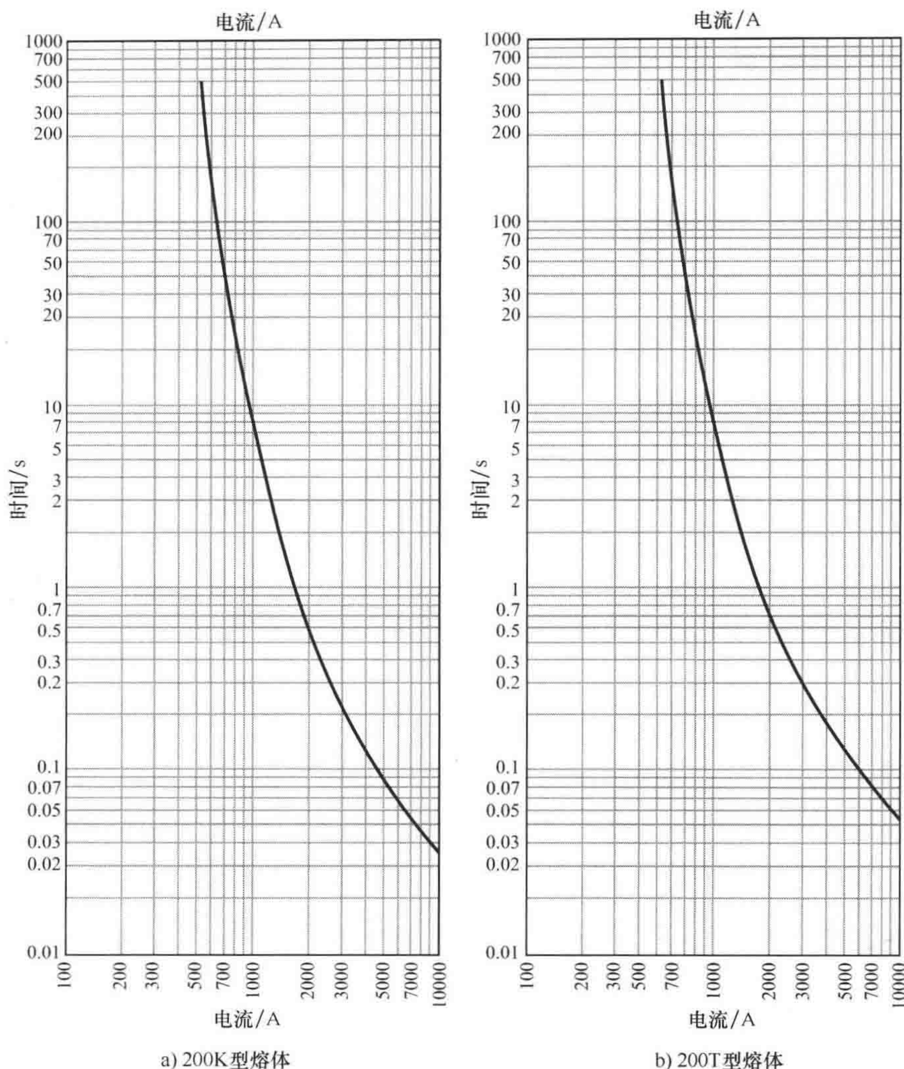


图 9-22　典型熔体的特性

2）在三相接地系统中，对单相负载，额定电压应等于或大于最大的相电压；对于三相负载，额定电压是以线电压基础选定的。

短路容量的选择

熔断器的对称短路容量应等于或大于熔断器安装处的对称故障电流。

熔断器的符号

当在一个系统中使用两个或多个熔断器时，离负荷最近的设备叫主保护，并且接近电源的上游设备被称为后备保护。之后将讨论它们协调的标准。

9.4 整定原则

在协调配电系统中的保护设备时应采用以下基本准则：

1）在后备保护动作前，主保护应清除永久性或瞬时性故障或继续动作直至断开电路。然而，主保护是熔断器且后备保护是重合器时，如果故障没有消除，协调重合器的快速动作曲线先动作，其次是熔断器动作，通常是可以接受的（见 9.4.2 节）。

2）永久性故障所造成的供电损失，应在最短时间内限制为系统中的最小部分。此外，在部分的标准和建议中给出在配电系统中使用不同的设备的协调。

9.4.1 熔断器间的协调

使用多个熔断器的基本准则是，主熔断器的最大清除时间不应超过后备熔断器的最小熔化时间的 75%，如图 9-23 所示。这确保了主熔断器在备用熔断器受任何影响之前断开并清除故障。75% 的因数用来补偿一些影响，如负载电流和环境温度，或熔断器元件由通过熔断器去往故障的下游但不足以熔化熔丝的故障电流热效应引起的疲劳。保持熔断器之间的协调如图 9-24 所示。

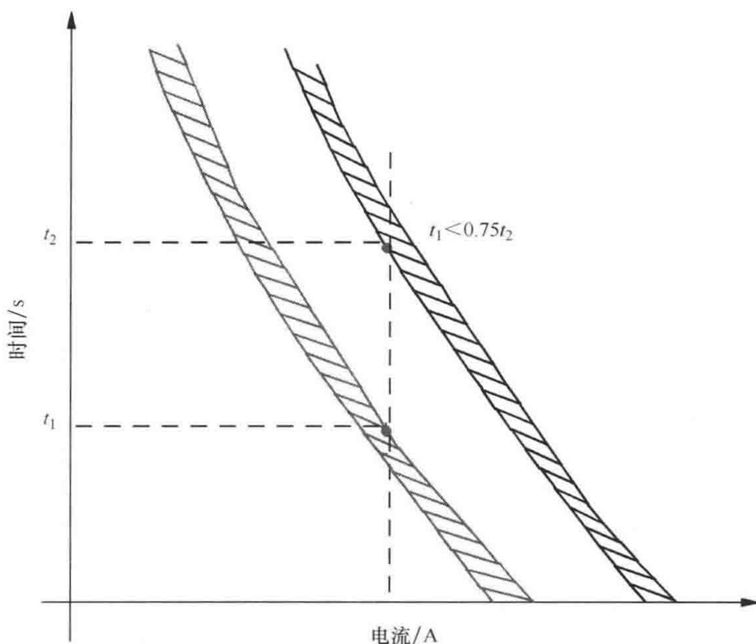


图 9-23 熔断器之间协调的准则

生产商基于列出的最大故障电流表中的信息提出了熔断器间的协调，最大故障电流代表负荷侧熔断器的总清除时间电流特性曲线与电源侧熔断器的最小熔化时间电流特性曲线的交叉点。

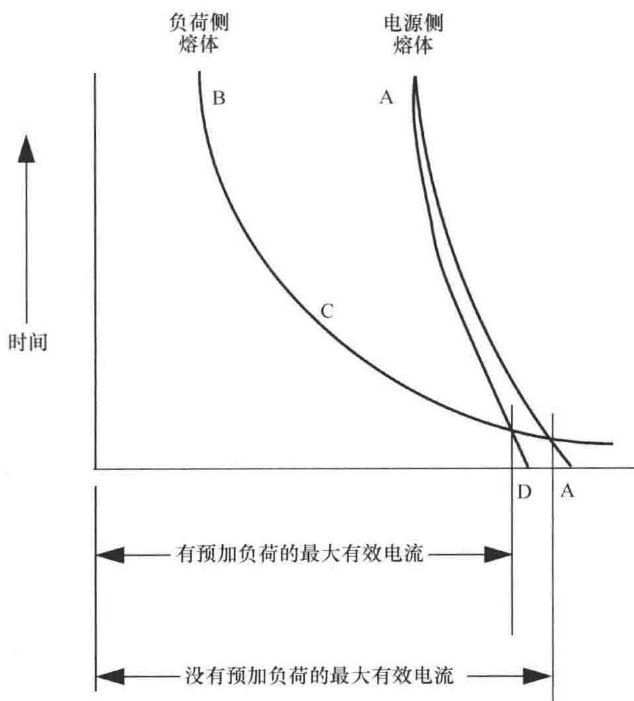


图9-24 熔断器间的协调的时间-电流曲线

通常，表中呈现了电源侧熔断器水平布置且负载侧熔断器垂直布置的情况下的最大故障电流。当短路值等于或低于表中给出的两个熔断器对应值的交叉点，则可以保证两者之间的协调。

一些制造商给出了考虑有预加负荷和没有预加负荷两种情况的表。在第一种情况下，曲线如图中所示的更为陡峭。表9-5给出了基于电源侧熔断器有预加负荷情况下S&C标准速度熔断器的协调。

9.4.2 重合器和熔断器间的协调

确定重合器和熔断器间协调的标准取决于这些设备的相对位置，即熔断器在电源侧然后重合器在负荷侧或者反之亦然。这些可能性在下文中将会提到。

9.4.2.1 熔断器在电源侧

当熔断器在电源侧时，所有重合器的操作应该小于熔断器的最小熔断时间。这可以通过在重合器时间-电流曲线上使用放大系数来实现，以补偿由连续重合操作产生的累积热效应所导致的熔丝的疲劳。重合器的开曲线经过恰当的系数修正会变慢，但是即便如此，应该比熔断器的曲线更快，如图9-25所示。

上面提到的放大系数取决于重合闸的时间周期和重合闸的尝试次数。一些由Coper Power Systems系统提出的值在表9-6中的再次出现。

表 9-5 最大故障电流为安培、有效值符合 S&C 标准速度的熔断器连接

电源侧熔断器连接额定电流																	
5	7	10	15	20	25	30	40	50	65	80	100	101 *	102 *	103 *	125	150	200
120	220	370	590	750	890	1100	1500	1850	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100
95	205	360	580	750	890	1100	1500	1850	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100
	175	335	570	740	880	1100	1500	1850	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100
	60	280	530	700	850	1050	1450	1800	2250	2800	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100
		170	490	680	830	1050	1450	1800	2250	2750	3700	5200	8900	15000	4300	5500	7100
			330	560	740	970	1400	1750	2200	2750	3700	5200	8900	15000	4250	5500	7100
				120	480	780	1250	1650	2100	2700	3650	5100	8900	15000	4250	5500	7100
						520	1100	1600	2050	2600	3600	5100	8900	15000	4200	5500	7000
							920	1450	1950	2550	3500	5100	8900	15000	4150	5400	7000
							560	1200	1750	2450	3450	5000	8800	15000	4050	5400	7000
								285	1300	2100	3200	4800	8800	14500	3850	5200	6800
									290	1550	2850	4650	8600	14500	3650	5100	6700
										365	2400	4300	8500	14500	3250	4800	6500
											1350	3750	8200	14000	2550	4350	6200
												2300	7600	14000		3100	5200
														13000			1650
														6200			
														13000			3150
														11500			

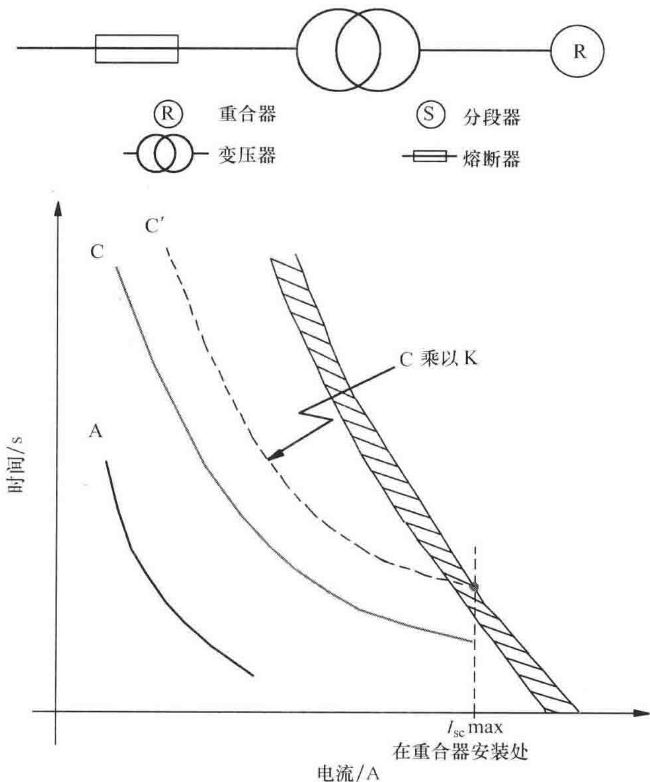


图 9-25 电源侧熔断器和重合器协调准则

表 9-6 电源侧熔断器的 K 参数

重合器时间周期	放大系数		
	两次快速和两次延时动作时序	一次快速和三次延时动作时序	四次延时动作时序
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
50	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

如果熔断器在电源变压器的高压侧且重合器在低压侧，无论是熔断器还是重合器曲线都应该考虑到变压器匝数比在电流轴上水平移动。通常，基于变压器可以在高压侧产生更高电流的分接头，移动熔断器曲线更容易。另一方面，如果该变压器是 D-Y 联结，9.2 节中提到的的注意事项应该考虑。

9.4.2.2 熔断器在负荷侧

协调重合器和负荷侧熔断器的程序应该按照下列规则来执行：

1）熔断器的最小熔化时间必须大于重合器的快速曲线乘以表 9-7 给出的放大系数。

表 9-7 负荷侧熔断器的 K 参数

重合器时间周期	放大系数	
	一次快速操作	两次快速操作
25 ~ 30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

2）熔断器的最大清除时间必须小于重合器不乘任何倍率的延迟曲线；重合器至少要有两个或更多的延迟操作，防止熔断器动作时重合器跳闸。

这两个规则的应用如图 9-26。

设置重合器在两次定时动作后给出两次瞬时动作以获得重合器和熔断器之间更好的协调。一般情况下，重合器的第一次动作将清除 80% 的瞬时性故障 ，而第二次会再清除 10% 。负载熔断器被设置为在重合器的第三次动作之前动作，清除永久性故障。在三个定时操作之后使用一个瞬时操作是不太有效的协调。

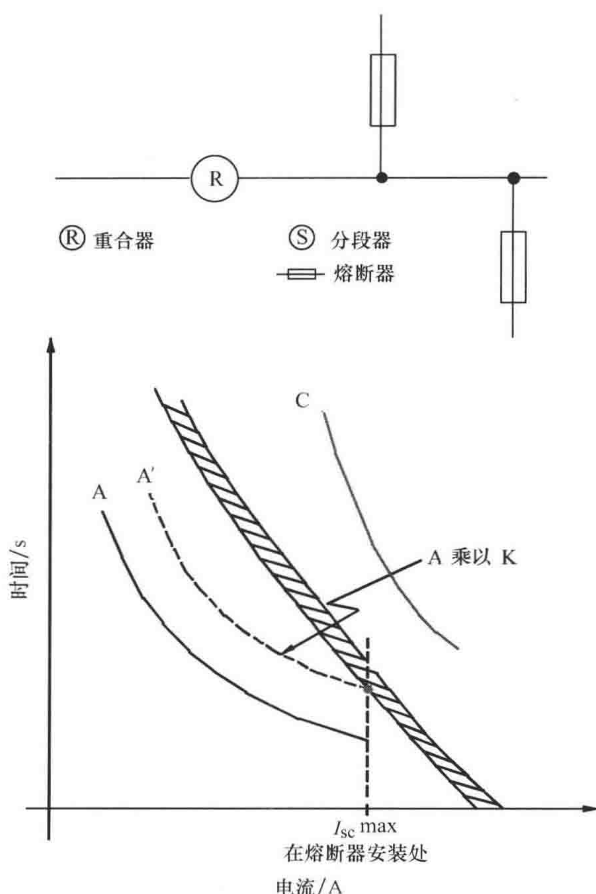


图 9-26　负荷侧熔断器和重合器协调的准则

9.4.3　重合器与分段器的协调

由于分段器没有时间-电流特性，它们的协调不需要这些曲线的分析。

在这种情况下，协调的准则基于后备重合器的操作次数。这些操作可以是快速或定时操作的任意组合，例如前面所提到的两个快速和两个延迟操作。分段器应设置为一次操作不超过重合器，比如这种情况下断开 3 次。如果永久性故障发生超出分段器，分段器将在重合器第三次打开后动作并且隔离故障。然后重合器将重新对故障区域通电以恢复电路。如果额外的分段器串联安装，最远的重合器应调整为较小的计数数字。超出最后一个分段器的故障会导致重合器的动作和所有分段器计数的开始。图 9-27 显示了一个协调 3 个分段器和它们设置的例子。

9.4.4　重合器-分段器-熔断器的协调

每一个设备都应当为了配合重合器而调整。反过来，重合器的操作顺序应按照前

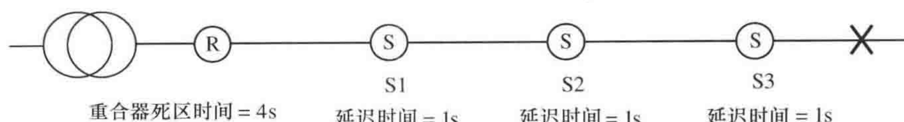


图 9-27　一个重合器和 3 个分段器的协调

面提到的标准进行调整，以获得对于超出熔断器故障的适当协调。

图 9-28 展示了由位于变电站的一组过流继电器保护的 13.2kV 配电馈线的一部分。在下游安装一个重合器和一个分段器可以提高给用户供电的可靠性。

所选择的重合器有两个快速和两个延迟操作，它们之间有 90 个周期的时间间隔。

变压器和分支熔断器、重合器和继电器的时间电流曲线如图 9-29 所示。对于配电变压器故障，它的熔断器应该先动作，并由快速动作的重合器提供后备支持。如果故障仍未清除，接下来分支熔断器应该动作，然后是重合器的延迟打开操作，最后是馈线继电器的操作。分段器在完整的计数数字过去后将会隔离电网的故障部分，保持馈线上游的部分依然正常运行。

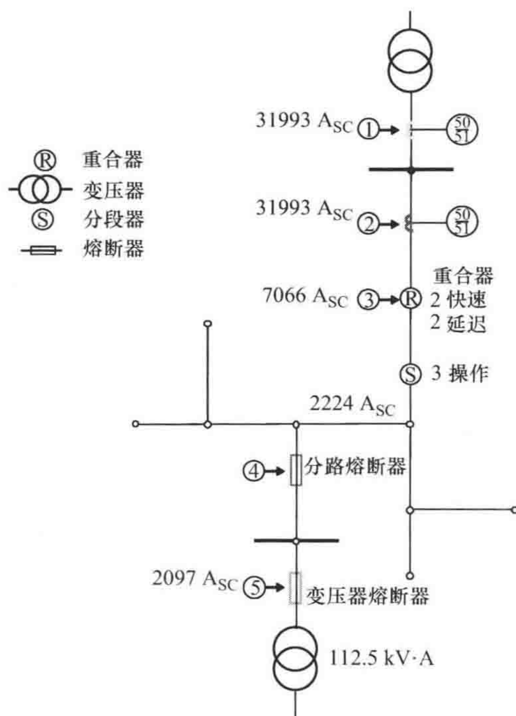


图 9-28　配电馈线的一部分

因为 112.5kV · A 的配电变压器在 13.2kV 电压等级下的额定电流为 4.9A，在允许过载 20% 的基础上选择 6T 型熔断器。由如下基于准则已给出的表达式来选择重合器的快速曲线，这个准则保证了它位于两个熔断器的曲线之间：

$$t_{\text{reclose}} \times k \leqslant t_{\text{MMT of branch fuse}} \times 0.75$$

式中，$t_{\text{MMT of branch fuse}}$是最小熔化时间；0.75 用于保证支路和变压器熔断器的协调，如 9.4.1 节所讲的。

在支路熔断器位置的短路电流为 2224A，这导致分支熔断器在 0.02s 内动作。从表 9-7 中可得，两个快速操作和 90 个周期的重合闸时间对应的参数 K 是 1.35。根据这些参数，重合器动作的最大时间为（0.02s × 0.75/1.35）= 0.011s。这个时间以及重合器的动作电流决定了重合器的快速曲线。

考虑到继电器的复位时间，馈线继电器的曲线要高于重合器的延迟曲线。图 9-29

的曲线显示已经实现了适当的协调。

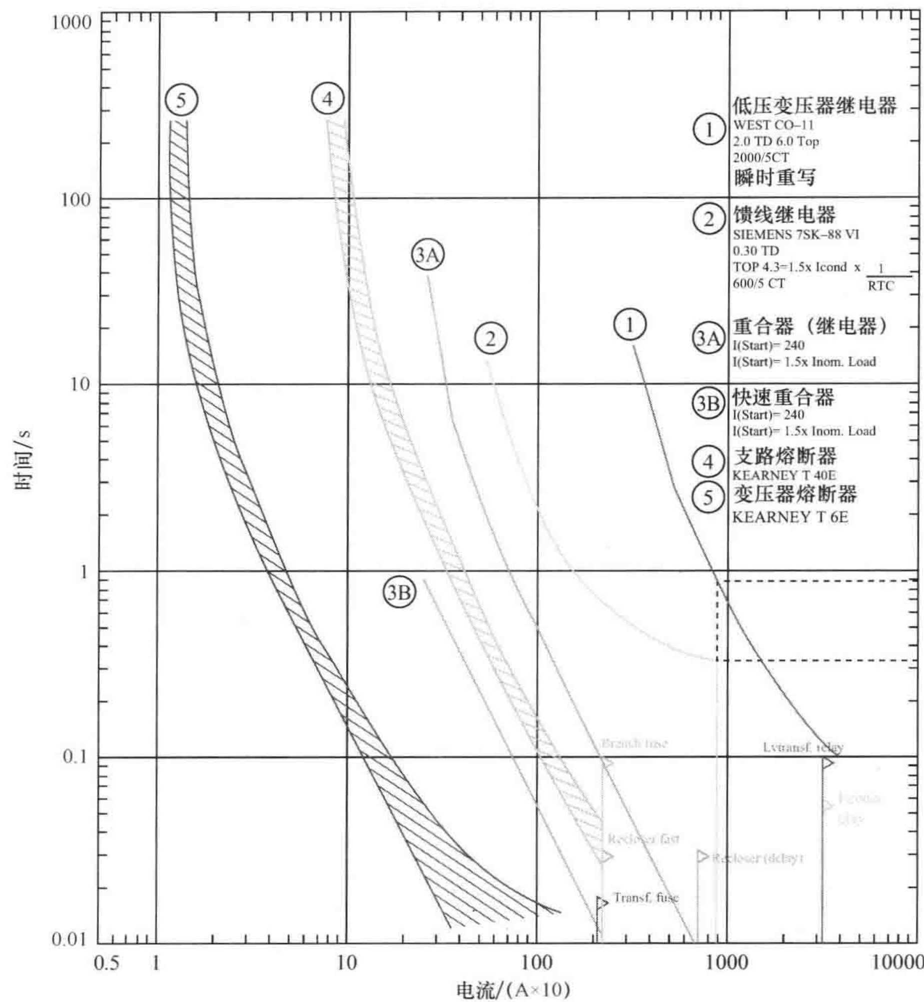


图 9-29 相电流曲线

9.4.5 重合器和重合器的协调

通过适当地选择液压重合器跳闸线圈的电流设置或电子重合器动作电流的设置，可达到重合器之间的协调。

9.4.6 重合闸继电器协调配合

这些设备之间的相互配合应当考虑两个因素。相应继电器跳闸后经过一定周期断路器开断电路，继电器必须包括重合器的恢复时间。继电器的复位时间通常很长，如果在继电器完全复位前再次流过故障电流，继电器将从当前尚未完成复位状态的位置改变为正常动作状态的位置。

例如，对于一个具有两次快速和两次延时动作时序且重合闸间隔时间为2s的重合器，要求它与反时限过电流继电器相互配合，其中该反时限过电流继电器在故障情况下需0.6s关合触头，且16s内实现完全复位。为了便于举例说明忽略了继电器的脉冲时间裕度。重合器的快速动作时间为0.030s，延时动作时间为0.30s。每两次重合器快速动作时间内继电器动作发生的概率为（0.03s/0.6s）×100%＝5%。重合器间隔时间内继电器复位发生的概率为（2s/16s）×100%＝12.5%。因此，重合器两次快速开断后继电器可以实现完全复位。

重合器的第一次延时开断时间内继电器动作的概率为：（0.3s/0.6s）×100%＝50%。如前面所述，重合器第三次开断时继电器复位的概率为12.5%，因此重合器第三次开断后继电器动作的净概率为：50%－12.5%＝37.5%。重合器的第二次延时开断时间内继电器动作发生的概率为：（0.3s/0.6s）×100%＝50%，重合器第四次开断后继电器动作的总概率为37.5%＋50%＝87.5%。

综上分析可以得出结论：直至最后一次开断开始时继电器不会达到100%动作，因此保证了它们之间的协调配合。

9.5 考虑分布式电源的继电保护

如前面所述，分布式电源将为配电系统的运行带来众多好处。当然最主要的优点是在用户层面引入了电源提高了供电可靠性。如果电能产生自绿色能源，那么不仅能够降低价格而且可以减少污染排放。但是，必须详细考虑分布式电源的配置情况。

9.5.1 短路水平

分布式电源的接入增加了馈线的短路水平，提高了断路器、分段开关、重合器、电容器等设备承受短路电流的能力。尤其应注意，要确保断路器和重合器的分断能力大于最大短路电流。

9.5.2 同步

如果当故障发生且判定时无法采取有效措施使馈线中接入的分布式电源退出，则为配电线路供电的变电站中的重合闸不应动作。这将防止在不经过合理同步过程的情况下另一侧分布式电源为线路供电。当然这样将会降低操作的灵活性，但可以避免灾难性事故的发生。

9.5.3 过电流保护

当分布式电源接入时，由于短路电流可以流入和流出变电站，需要判断是否使用过电流继电器。这种情况下，为了更好地协调配合可以将过电流保护替换为具有方向性的过电流保护。

9.5.4 自适应保护

由于分布式电源的自身特性，在正常运行中设备能够间歇性启停。如果是光伏或风力发电的分布式电源，这种特性将更为显著。在这些情况下，继电器应该适应不同的网络拓扑结构，除非采用自适应保护否则将会出现运行风险。大部分数字继电器具有至少4组与运行场景数量相等的整定值可供选择。

微电网或者含本地电源的电网是较好的自适应保护的应用场景。图9-30中网络中包含两类电源，正常运行时由公用电网侧供电，继电器要求一组保护整定值；当公用电网失电后，柴油发电机启动，为了实现系统的保护，继电器必须改变整定值以实现正确的保护配合。如果采用自适应保护，则无论电源如何变化都能够实现配电系统的连续性保护。

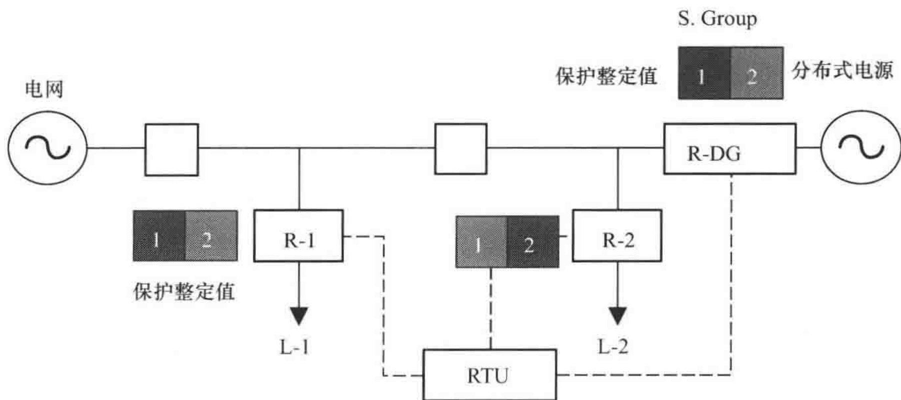


图9-30 含RTU设备的自适应保护设置示例

练习

9.1 计算图9-31所示的变电站中变压器T1和T3（变压比为115/13.2kV）的高低压侧所安装的相继电器的启动整定值、时间圆盘整定值和瞬时整定值。

图中也给出了短路水平、电流互感器匝数比和其他参数。

9.2 如图9-32所示的系统，要求计算如下：

（a）考虑D母线的对称短路故障水平为12906.89A（2570.87MV·A），母线处发生A、B、C三相短路故障时的最大短路电流值。

- 断路器1、5、8承受的最大短路电流峰值；
- 断路器1、5、8在5个周波内承受的非对称故障短路电流有效值。

计算过程中假设L/R比值为0.2。

（b）断路器1~8的相应电流互感器的匝数比。断路器6的电流互感器的匝数比为100/5。考虑二次额定电流为5A，且一次侧可供选择的匝数比以50的倍数增至400，

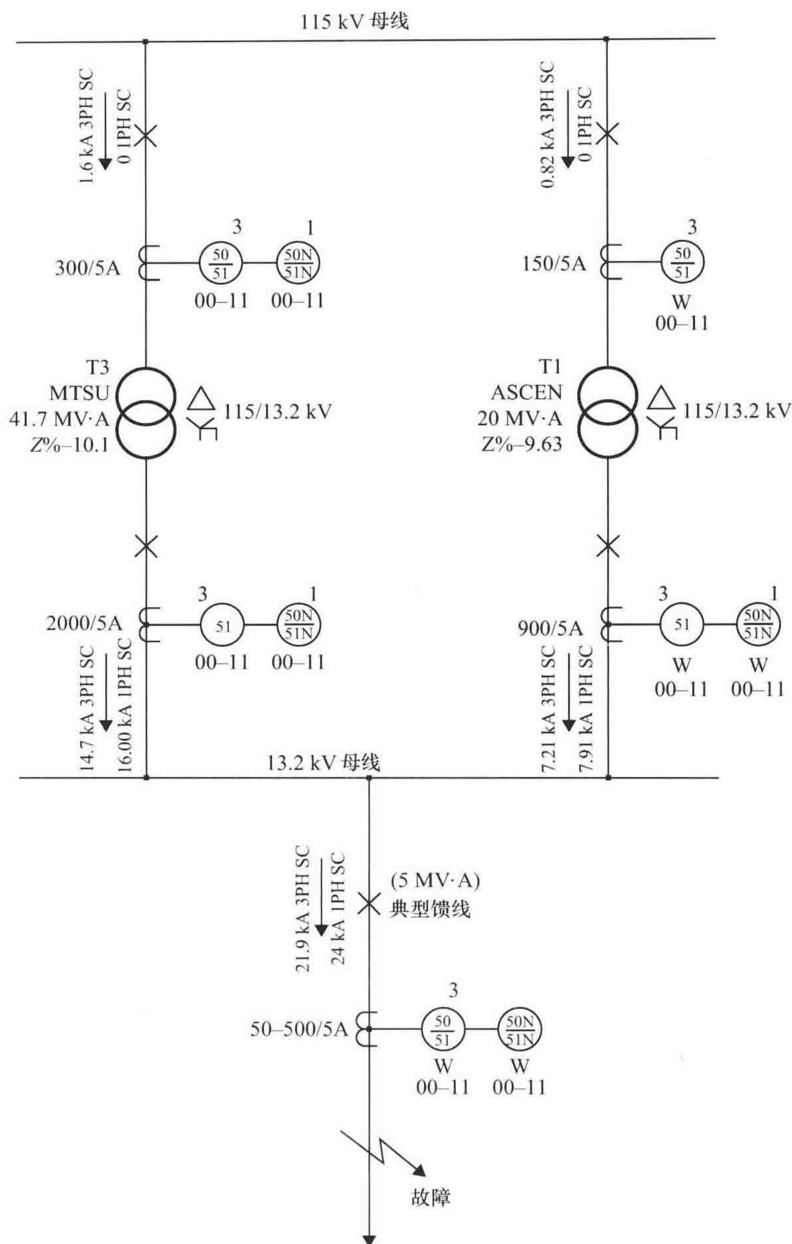


图 9-31　练习 9.1 的单线图

之后为 100 的倍数。

（c）为了保证系统的协调保护配合，相继电器的瞬时、启动和时间圆盘整定值允许 0.4s 的时间裕度。

（d）断路器 5 的过电流继电器的瞬时元件保护的 34.5kV 线路的百分比。

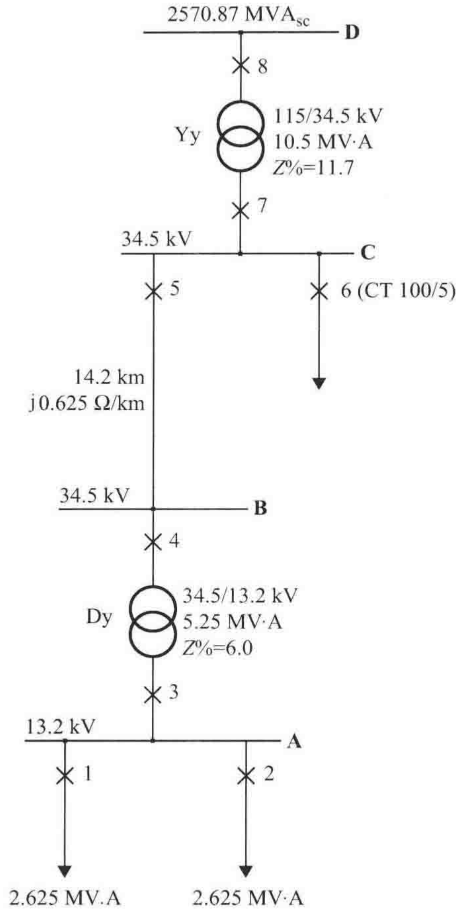


图 9-32　练习 9. 2 的单线图

考虑下述条件：

- 继电器 6 的整定值为：启动值 7A，时间圆盘整定值 5，一次电流瞬时值 1000A。
- 所有继电器均为反时限式，具有下述特点：

启动值：1 ~ 12，每档变化幅度 2A；

时间圆盘整定值：见图 9-4；

瞬时元件：6 ~ 144，每档变化幅度 1A；

假设 A 母线上为 0. 5 I_{sc}，计算馈线上继电器瞬时元件的整定值。

第 10 章　智能电网通信技术

多年来，模拟通信网提供了允许远程信息交流的渠道，随着数字通信技术的发展使信号能够通过物理介质传输，网络有能力以一种可靠有效的方式传输大数据包。

数字通信网络和数据服务为优化全球成千上万的程序提供了解决方案，在智能电网的研究中已经被证明是成功的，比如在继电保护中的应用，众所周知继电保护功能从初始研发就完全基于数字通信技术。

而且，继电保护能在响应时间方面大大提高要归功于近年来数控技术的发展与通信能力的进步。

网络协议的标准化为计算机网络提供了一个开放灵活的信息交互解决方案，但是由于电力系统具有高可靠性、可用性和安全性，要求电力网络协议要提供更低延时和更大的带宽。

下面几节将对关于配电自动化和智能电网的通信技术展开讨论，包括 OSI 模型（Open System Interconnection）、常用网络协议和物理层传输介质。考虑到 IEC 61850 标准在电力系统自动化处理方面的广泛应用和产生的巨大影响，本章最后部分特别对 IEC 61850 标准进行了介绍。

10.1　ISO OSI 模型

开放系统互连参考模型（OSI 模型）是由国际标准化组织（ISO）在 20 世纪 70 年代末提出的开放式通信标准框架。它作为概念模型来表示交互和事件需要建立两个数据终端之间的通信通道。

图 10-1 所示的 OSI 模型层次结构中，每一层进行信息交互的信息单元分别以数据段、分组、数据帧和比特等形式打包并交给下一层，直到物理层使用模拟波形向目标终端传输数字信号，相反则采用自下而上的方式对接收到的消息进行解析。

图 10-2 说明了 OSI 模型在互联网中的具体应用形式，基于与 OSI 模型密切相关的 TCP/IP 协议族进行数据交换。图 10-2 中间部分所示交



图 10-1　OSI 模型

换机和路由器等通信要素的功能是网络寻址和使网络中所有元素得到充分有效的利用。

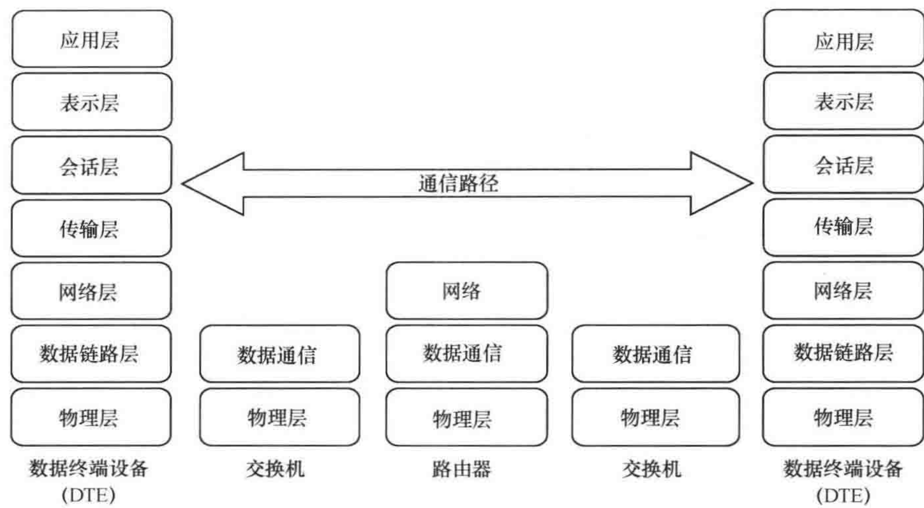


图 10-2 TCP/IP 连接在 OSI 模型中的应用

10.2 电力系统的通信解决方案

随着智能电网系列解决方案的增加和每一个新方案在不同情况下通信形式的衍生，现场设备的有线通信、辅助服务和控制设备、智能电子设备（IED）间的串行通信、异地通信和基于广域网通信的一体化中央控制变电站等被考虑整合到电力系统中，通信已经被设计成为适合于多个领域的一项技术，为基于一个统一的信息模型为各系统和分布式计算系统提供交互操作使得它们达到最优性能，因此在 IEC 61968 和 IEC 61970 标准中开发了公共信息模型（CIM）。

图 10-3 描述了一个典型智能电网通信解决方案，基于智能电网的通信设施连接他们的设备、电网系统、客户、分布式发电及能源储存设施。为充分实现智能电网目标，电网公司需要支持多种通信方式包括面向用户侧能源效率的家域网，面向智能量测应用的邻域网和面向配电自动化及智能电网骨干网的广域网。

智能电网通信技术发展迅速，主要体现在两个领域，即高级量测体系和配电网、变电站通信技术。

10.2.1 高级量测体系中的通信解决方案

高级量测体系（AMI）提供电话线路、GPRS/3G/4G 无线、电力线通信和光纤通信等多种通信解决方案。为满足智能电网的通信需求，将以太网从采用传统的专有协议修改为面向计量设备数据交换的 DLMS/COSEM 开放标准。

配电线报文规范（DLMS）是一种集成在 IEC 62056 标准设备消息应用层的协议，

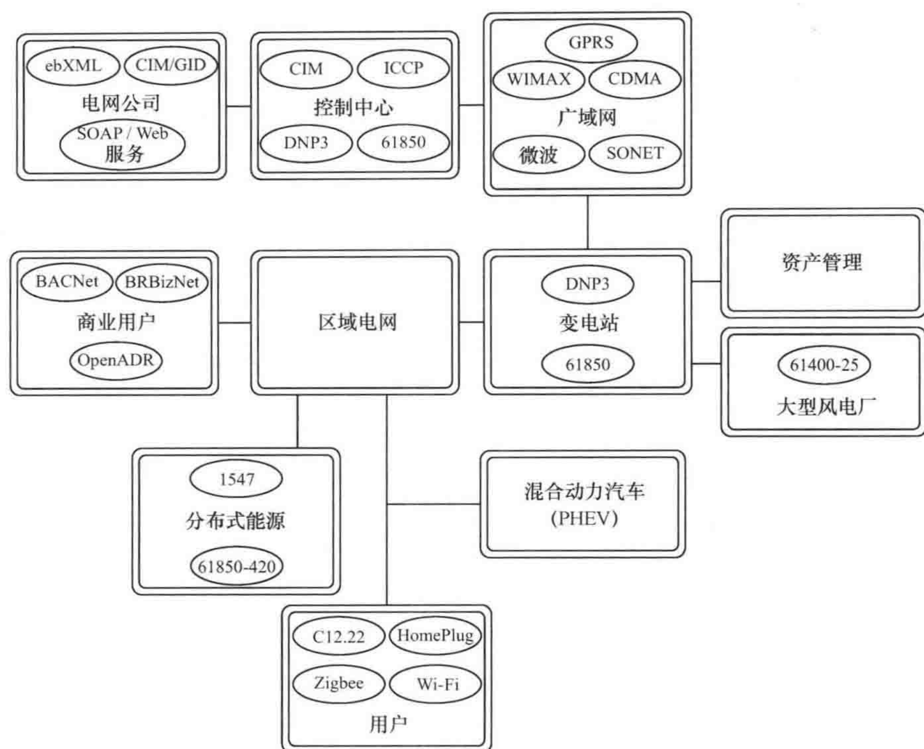


图 10-3 智能电网通信方案

同样能源计量配套规范（COSEM）也是一种电能计量的专用规范。

10. 2. 2 配电网通信技术

10. 2. 2. 1 IEC 61850 标准

提高系统间的协作能力是美国国家标准和技术协会（NIST）的智能电网协作标准框架和路线图 1. 0 中智能电网的目标之一。因为智能变电站的各种保护和控制接口来自于众多设备制造商的不同解决方案，国际电工委员会在 1994 年决定制定了一个关于变电站通信的标准，同时电气和电子工程师学会（IEEE）也提出了一个通信标准 UCA。1997 年电气和电子工程师学会和国际电工委员会决定建立联合工作组提出一个通用变电站通信标准即 IEC 61850 标准。

IEC 61850 标准第 8-1 节讨论了如何在局域网中使用 ISO/IEC 8802-3 框架，基于抽象通信服务接口（ACSI）映射到媒体消息（MMS）对关键数据和一般数据进行数据交换。IEC 61850 标准第 9-2 节专用通信服务映射（SCSM）在 IEC 61850-7-2 标准中被定义为传输采样值，同样也使用 ISO/IEC 8802-3 框架。

如图 10-4 所示，IEC 61850 把面向通用对象的变电站事件、原始采样样本直接映射到以太网层，同时考虑通过 TCP/IP 协议栈实现采集计量值或时间同步功能。

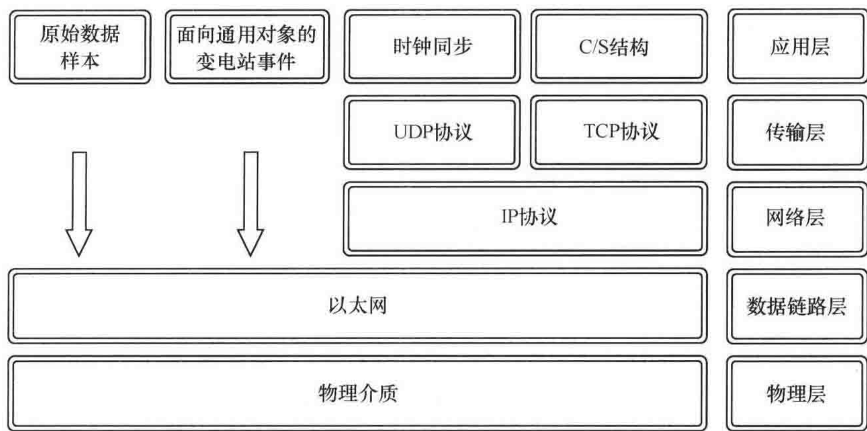


图 10-4 ISO 7 层消息通信模型

IEC 61850 标准基于多播通用变电站事件（GSE）通过整个变电站网络快速传输事件数据，此外 9-1 节和 9-2 节还提出了用于智能电子设备通信的过程总线。

10.2.2.2 DNP3-IEEE 1815 标准

IEEE 1815-2012 标准定义了用于自动化系统通信媒体的 DNP3 协议，该协议能够很好地描述通信媒体结构、功能或应用程序。IEEE 1815-2010 标准修订版提出了包括防止网络安全侵入特别是涉及自动化系统的通信媒体。

10.2.2.3 IEC 60870-5 远程控制标准

随着变电站通信和远程控制系统中采用 IEC 61850 标准，IEC 60870 标准在实用化方面也得到了大规模的发展。

IEC 60870-5 是一种包括遥控设备和系统的标准，第 5 部分介绍了相关传输协议，IEC 60870-5 标准已经在世界范围内得到了广泛应用。

IEC 60870-5-104（IEC 104）协议是基于 IEC 60870-5-101（IEC 101）标准研发的，它采用 TCP/IP 网络接口提供局域网和广域网的连接，原始的 IEC 101 本身也保留以供一部分特定数据和使用服务。

IEC 60870-5 的 101 和 104 部分主要用于变电站和控制中心之间交换信息。应用领域范围从主变电站到二级变电站。

10.3 通信传输介质

基于有线、载波、无线和光纤等通信传输方法进行数据传输已经有十几年的时间了，最近使用调制技术来进行数据的高速传输，虽然他们当初不是为此目的而设计。

10.3.1 有线和载波通信

传输媒介之于数字信号正如导体之于电流，有线串行接口像 RS-232、RS-485、

RS-449、V. 35、G. 703、RS-530、RS-422 等，尽管被证实是强健和可靠的，但还是被可以在以太网电缆上发送二进制信号的 IEC 61850-8-2 标准取代。同样 IEC 61850-8-2 标准也取代了实际应用中电力参数采集的计量数据和集成串行接口。

利用现有电力系统网络进行数据传输的技术包括电力线宽带（BPL）、电力线通信（PLC）或者 Aclara 公司的电力线通信专利：数据和电流波零交叉发送使得数据在配电网传输而无须在变压器和电容器附加桥接装置。

10. 3. 2　无线通信

频率介于 2 ~ 16GHz 的电磁波通常称为微波，微波为信息传输提供可靠的路径，智能变电站与控制中心间通信一般是先对数字信号进行调制和放大，然后以微波形式发送。

像 WiFi、Wimax 和其他无线应用技术即使在当前基于现代数字调制技术完全可以实现快速数据传输下，也因为传输媒介的不稳定仍然受限于可靠性，所以在数据传输中主要应用于非紧要时间通信。

WiFi 技术基于 IEEE 802. 11i（WPA-2）标准能够增强计算机在无线通信网络中的安全性。WPA-2 基于高级加密标准（AES）对传输数据进行加密。

ZigBee 和蓝牙等技术适合智能家居控制系统、小型工业或家庭自动化控制、非实时数据采集等短距离通信场景。

ZigBee 工作在 IEEE 802. 15. 4 标准顶层，处于非授权 2. 4GHz 或 915/868MHz 频段。ZigBee 的最大特点是可以自组网，实现通信范围自由扩张与网络自愈。

蓝牙技术是一种专为低功耗设备而设计的协议，适用于要求较短通信范围和配备低成本收发器的通信场景，蓝牙设备按传输功率分为 1 类、2 类和 3 类，1 类设备最大传输距离为 100m。

电力系统采用基于移动网络的远程通信解决方案，因为它们不能实现高可靠性但是成本很低，所以移动网络主要用于遥测或者非关键设备的遥控。

卫星通信最终可以为输电网和配电网提供新的远程监测和控制解决方案。

10. 3. 3　光纤通信

传统上，电力公司一直使用光纤作为快速数据传输的媒介，但是随着技术的发展光纤可以取代串口通信或点对点通信实现 IEC 61850 标准。

过去 15 年里光纤媒体的应用大范围增加，这是由于光纤供应商增多，价格和安装费用降低，介电特性、带宽和通信速度提高。光纤作为架空线的一部分可以进行自我固定和支撑，或者设计成地下光缆进行信号传输。公用事业可以用不同安装模式构建非常可靠的通信主干以减少共模故障的冲击。

10. 4　智能电网中的信息安全

众所周知，在一个相互联系的世界中，可靠性风险的增加与各种安全事件导致通

信协议和智能电网领域必须要实现信息安全，一些安全标准适用于某些协议，而另外一些则需要特殊的配置。

当传输敏感和关键数据信息时，应该提升安全级别以满足基本的信息安全需要，如数据的可靠性、机密性和完整性。

在电力领域，北美电力可靠性公司（NERC）制定了关于电力系统信息安全的NERC 1300 标准，从 CIP-002-1 到 CIP-009-2 分为 8 个子标准，分别关注电力系统所有者、操作者和用户的需求，从而实现电网关键资产的最安全保护。此外关于电力系统信息安全必须提及 IEC 62351 或 FIPS 180-4、FIPS 186-3 标准，以用于保护协议安全性的 IEC 62351 标准为例，可以保证 IEC 60870-5 系列、IEC 60870-6 系列、IEC 61850 系列，IEC 61970 系列和 IEC 61968 系列标准的安全性。

必须指出的是，应用层网络安全标准是计算机信息安全模型的一部分，如ISO 27002 或 ISO 15408 通用关键模型，ISO 15408 还被称为信息技术安全通用评估准则。

10.5 IEC 61850

继电器应用及电力系统自动化处理的各方面。

在过去，变电站用保护和控制方案均采用单一功能、机电或静态装置和硬连线继电器逻辑实现。SCADA 功能集中且仅限于监测电路负荷、总线电压、汇总报警、断路器和分接开关的控制等，扰动记录和可用的事件顺序数据都集中在本地变电站完成。

随着微处理器多功能 IED 的出现，使用较少的设备便可实现更多的功能，从而大大简化布线与设计。此外，由于具有较强的通信能力，因此，IED 可以远程访问更多的信息，从而减少对变电站的访问。

微处理器保护解决方案已经取得了成功，因为这类解决方案大大地降低了成本，且与已有的继电器应用框架配合得非常好。现代化微处理器 IED 的外部线路取代了机电式继电器的整个仪表板，而集成继电器逻辑取代了内部直流线路。用户对各种功能的集成度有了完全控制权，而使用传统的硬线连接便可维持与现有环境的互操作性（仪表变压器、其他继电器、控制开关等）。

在 SCADA 集成方面，第一代系统并未取得显著成功，特别是，最终用户只能从单一供应商处获得解决方案。由来自多个供应商的 IED 构成的集成系统必然导致 SCADA 出现互操作性问题。因此，客户趋向于定制的集成解决方案。

这类系统的用户都面临长期的支持和维护问题。在此期间，两个主要协议出现了，即 DNP 3.0 和 IEC 60870。

在 20 世纪 90 年代初，人们提出了开发通信架构的设想，以简化用于变电站的保护、控制、监控和诊断的系统的设计。主要目标是简化这些多供应商变电站自动化系统的开发，并实现更高的集成水平，从而更进一步地减少所需的工程量和布线量。

1994 年，EPRI/IEEE 启动了 UCA2，专注于变电站总线。1996 年，IEC TC57（技术委员会 57）根据 IEC 61850 进行变电站总线的定义。1997 年，双方达成共识，将双

方工作合并，制定这样一种标准：所有厂商的设备可以连接在一起，从而共享数据、服务和功能，其结果就是国际标准 IEC 61850 的第 1 版“变电站自动化的通信网络和系统”。

国际标准 IEC 61850 于 2005 年发布，自此，可以通过标准化自动化变电站远程控制链路内的所有 IED 之间的信息交换来控制和保护电力系统。IEC 61850 提供了一种用于变电站集成的标准化框架，该框架规定了通信要求、功能特点、设备内的数据结构、数据的命名规范，以及应用程序如何交互并控制设备，如何按标准进行测试。

IEC 61850 标准一直在不断完善。在 2010 年，标准的第 2 版发布。最初，IEC 61850 只针对变电站自动化系统，但现在，已扩展到其他应用领域——这一变化体现在其标题已更改为“IEC 61850 第 2 版电力企业自动化的通信网络和系统。”

现在，IEC 61850 越来越多地用于制造业中电气设备与分布式控制系统的集成。新应用领域（如水电、风电）的不断增加再次证明了该标准的成功。

IEC 61850 标准的优势如下：

- 对多种协议的依赖性降低。
- 较高的集成度。
- 工程造价减少（去除了大部分铜线）。
- 灵活的可编程保护方案。
- 通信网络代替硬连线连接。
- 管理能力增强。
- 高速对等网络通信。
- 提高安全性/完整性。
- 施工和调试时间缩短。

对于控制和保护功能，使用以太网/光纤电缆介质代替铜线后，将不再存在二进制输入和输出。对于断开断路器，通过以太网或光纤电缆的 GOOSE 消息发送方式取代了传统的通过接触器方法。

10.5.1　IEC 61850 的标准文档和功能

该标准由 10 个标准文档组成，覆盖变电站自动化系统（SAS）必须满足的所有要求。一定要记住，技术演变非常迅速，因此，对该标准进行更改和补充是可行的。下述是标准的部分内容（截止到编写本书时）：

- IEC 61850-1：简介和概述。
- IEC 61850-2：术语。
- IEC 61850-3：一般要求。
- IEC 61850-4：系统和工程管理。
- IEC 61850-5：功能和设备模型的通信要求，第 2 版。
- IEC 61850-6：与 IED 相关的变电站通信配置语言，第 2 版。
- IEC 61850-7：变电站和馈电设备的基本通信结构。

- IEC 61850-7-1：原理和模型，第 2 版。
- IEC 61850-7-2：抽象通信服务接口（ACSI），第 2 版。
- IEC 61850-7-3：公用数据类，第 2 版。
- IEC 61850-7-4：兼容的逻辑节点类和数据类，第 2 版。
- IEC 61850-8：特定通信服务映射（SCSM）。
- IEC 61850-8-1：映射到 MMS（ISO/IEC9506-1 和 ISO/IEC 9506-2），第 2 版。
- IEC 61850-9：特定通信服务映射（SCSM）。
- IEC 61850-9-2：映射到 ISO/IEC 8802-3 采样值，第 2 版。
- IEC 61850-10：一致性测试。

在 IEC 61850 第 2 版中，不再保留 9-1 部分和一致性表格。基于以太网的采样值传输（IEC 61850 9-2）将取代过程总线通信。现在，所有 IEC 61850 特定通信服务映射都使用了以太网技术。IEC 61850 的部分功能包括：

1）数据建模。

2）方案报告。

3）事件的快速传输，GSE - GOOSE 和 GSSE。

4）指令。

5）采样数据传输。

6）设置组。

7）数据存储—SCL（变电站配置语言）。

1. 数据建模

在 IEC 61850 中，由实际设备构成的系列功能被分解为最小的实体（用于交换不同设备之间的信息）。这些实体被称为逻辑节点。变电站的完整功能被塑造成不同的标准逻辑节点。逻辑节点是实际功能的虚拟表现形式。目的是将所有可能起源于变电站的数据分配给其中一个逻辑节点。来自于几台实际设备的几个逻辑节点构成一个逻辑设备。

逻辑设备、逻辑节点和数据对象都是虚拟的。它们代表用于通信的实际数据。一个设备（例如，一个控制单元）仅与逻辑节点或（例如，一个 IED）另一设备的数据对象进行通信。逻辑节点代表的实际数据为隐藏数据，无法直接访问。这种方法的优点是，通信和信息建模不再依赖于操作系统、存储系统和编程语言。虚拟化的概念如图 10-5 所示，其中，右手边的实际设备被模型化为中间的虚拟模型。逻辑设备（Bay）中定义的逻辑节点（例如，XCBR 和断路器）对应于实际设备的常用功能。在该实例中，逻辑节点 XCBR 表示逻辑设备的一个特定断路器。

根据功能，一个逻辑节点包含一个具有专用数据属性的数据列表（例如，位置）。数据具有特定结构和预先定义的语义。根据明确定义的规则和请求的性能，通信服务对数据及其属性表示的信息进行交换。

为了更清楚地说明逻辑设备、逻辑节点，类和数据概念如何映射到现实世界，将 IED 想象为一个容器，如图 10-6 所示。

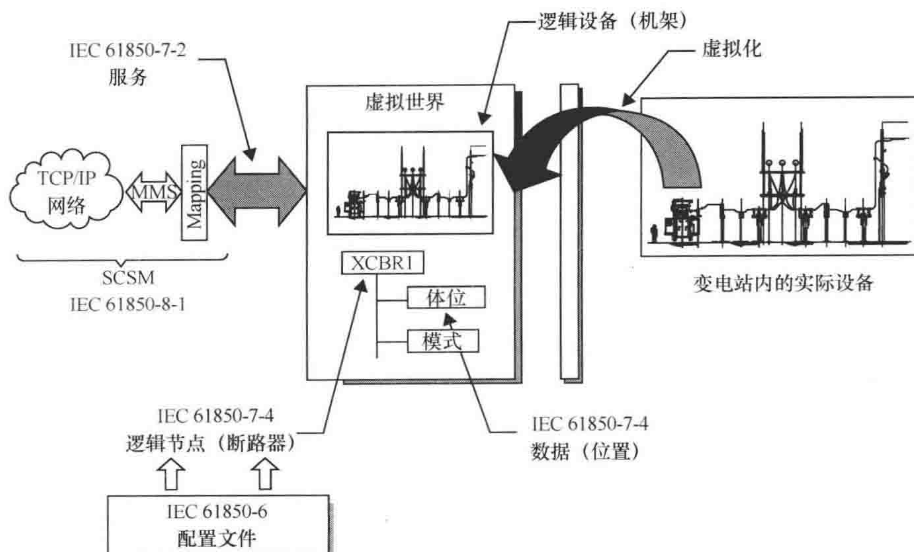


图 10-5　虚拟世界和现实世界

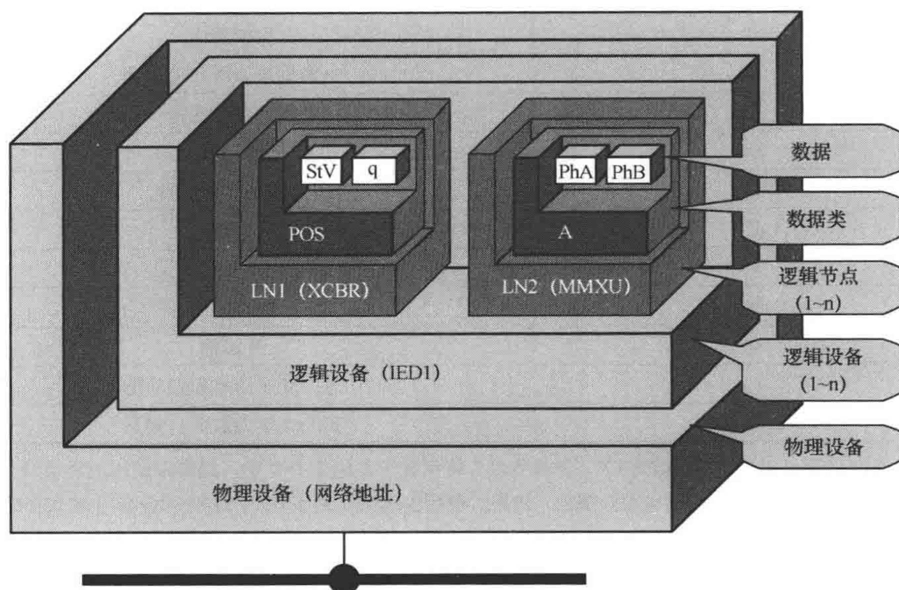


图 10-6　物理设备和逻辑设备

容器是物理设备，包含一个或多个逻辑设备。每个逻辑设备包含一个或多个逻辑节点，而每个逻辑节点包含一组预定义的数据类。

每一个数据类包含许多数据属性（状态值、质量等）。

IEC 61850-7-4 第 2 版定义了一个逻辑节点组的列表，见表 10-1。

表 10-1　IEC 61850-7-4 第 2 版定义的逻辑节点组列表

分组标志	逻辑节点组
A	自动控制
B	保留
C	监视控制
D	分布式能源
E	保留
F	功能模块
G	通用函数引用
H	水力发电
I	接口和存档
J	保留
K	机械和非电气一次设备
L	系统逻辑节点
M	计量与测量
N	保留
O	保留
P	保护功能
Q	电能质量事件相关检测
R	保护相关功能
Sa	监督和监测
Ta	互感器和传感器
U	保留
V	保留
W	风电
Xa	开关柜
Ya	电力变压器及相关功能
Za	其他（电力系统）设备

注：如果使用过程总线，该组的 LN（逻辑节点）将存在于专用的 IED 中。如果未使用过程总线，该组的 LN（逻辑节点）是更高级别（例如，机架）硬线连接 IED 的 I/O，代表外部设备 [输入和输出（过程映像）]。

在第 2 版中，为适应新增需求，逻辑节点的个数已从 92 增加到 208。引入了新的系统逻辑节点，以表示 GOOSE 的状态和采样值订阅。逻辑节点的分组也得到了扩展，以覆盖相关领域。

IEC 61850-5 定义了保护逻辑节点，见表 10-2。

2. 报告方案

通过服务器-客户端关系（可以通过预先定义的触发条件来触发），可以采取多种报告方案（BRCB 和 URCB）用于报告来自服务器的数据。

表 10-2　IEC 61850-5 第 2 版定义的保护逻辑节点

分配给 LN（逻辑节点）的功能	IEC	IEEE	LN（逻辑节点）功能	LN 类	LN（逻辑节点）类命名
瞬时接地故障保护			PTEF	PTEF	瞬时接地故障
灵敏、定向的接地故障		(37) (67N)	PSDE	PSDE	灵敏、定向的接地故障
晶闸管保护			PTHF	PTHF	晶闸管保护
断路保护装置			PTRC	PTRC	断路保护装置
闭锁或联锁继电器		3	CILO	CILO	联锁装置
超速保护	$\omega >$	12	POVS		
零速和欠速保护	$\omega <$	14	PZSU	PZSU	零速或欠速
距离保护	$Z <$	21	PDIS	PDIS PSCH	距离保护 保护方案
V/Hz 保护		24	PVPH	PVPH	V/Hz
同步检查		25	RSYN	RSYN	同步检查
过温保护装置	$>$	26	PTTR	PTTR	热过载
（时限）欠电压保护	$U <$	27	PTUV	PTUV	欠电压
定向功率/逆功率保护	$\vec{P} >$	32	PDPR	PDOP PDUP	定向过载功率 定向低功率
欠电流/欠功率保护	$P <$	37	PUCP	PTUC PDUP	欠电流 定向低功率
失磁/欠激励保护		40	PUEX	PDUP PDIS	定向低功率 （距离）阻抗
反相或相位平衡电流保护，负序电流继电器	$I_2 >$	46	PPBR	PTOC	时限过载电流
相序或相位平衡电压保护，负序电压继电器	$U_2 >$	47	PPBV	PTOV	过电压保护
电机起动保护		48、49、51LR66	PMSU	PMRI PMSS	电机重起抑制 电机起动时间监督
热过载保护	$\Theta >$	49 49R	PTTR PROL	PTTR PTTR	热过载 热过载
转子热过载保护/转子保护		49R 64R (40) 50 51	PROT	PTTR PTOC PHIZ PDUP PDIS	热过载 时限过载电流 接地探测器 定向低功率 距离（阻抗）

（续）

分配给 LN（逻辑节点）的功能	IEC	IEEE	LN（逻辑节点）功能	LN 类	LN（逻辑节点）类命名
定子热过载保护		49S	PSOL	PTTR	热过载
瞬时过载电流或上升速率保护	I >>	50	PIOC	PIOC	瞬时过载电流
AC 时限过电流保护	I >，t	50TD 51	PTOC	PTOC	时限过载电流
受电压控制/依赖于电压的时限过载电流保护		51V	PVOC	PTOC	受电压控制的时限过电流
功率因数保护	$\cos\phi >$ $\cos\phi <$	55	PPFR	POPF PUPF	过载功率因数 低功率因数
（时限）过电压保护	U >	59	PTOV	PTOV	过电压
DC 过电压保护		59DC	PDOV	PTOV	过电压
电压或电流平衡保护		60	PVCB	PTOV PTOC	过电压 时限过载电流
接地故障保护，接地检测	$I_E >$	64	PHIZ	PTOC PHIZ	时限过载电流 接地探测器
转子接地故障		64R	PREF	PTOC PHIZ	时限过载电流 接地探测器
定子接地故障保护		64S	PSEF	PTOC PHIZ	时限过载电流 接地探测器
匝间故障保护		64W	PITF	PTOC	时限过载电流
AC 定向过载电流保护	$\vec{I} >$	67	PDOC	PTOC	时限过载电流
定向保护		87B	PDIR	PDIR	定向对比
定向接地故障保护	$\vec{I}_E >$	67N	PDEF	PTOC	时限过载电流
DC 时限过载电流保护		76	PDCO	PTOC	时限过载电流
相位角或不同步保护	$\phi >$	78	PPAM	PPAM	相位角测量
频率保护		81 7	PFRQ	PTOF PTUF PFRC	超频 欠频 频率变化率
差动保护		87	PDIF	PDIF	差动（阻抗）
母线保护		87B	PBDF	PDIF PDIR	差动 定向对比
发电机差动保护		87G	PGDF	PDIF	差动
差动线路保护		87L	PLDF	PDIF	差动

（续）

分配给 LN（逻辑节点）的功能	IEC	IEEE	LN（逻辑节点）功能	LN 类	LN（逻辑节点）类命名
电动机差动保护		87M	PMDF	PDIF	差动
限制性接地故障保护		87N	PNDF	PDIF	差动
相位比较保护		87P	PPDF	PDIF	差动
差动变压器保护		87T	PTDF	PDIF	差动
谐波限制			PHAR	PHAR	谐波限制

3. 事件的快速传输

对于对等网络通信模式的事件数据的快速传输，定义了通用变电站事件（GSE）。细分为 GOOSE（通用面向对象变电站事件）和 GSSE（通用变电站状态事件），并通过 UCA GOOSE 实现向后兼容性。

在 IEC 61850 第 2 版中，已将 GSSE 移至附件 72。因此，早期的不够灵活的 GSSE 系统将不再属于 IEC 61850 的范围。因此，对区间通信而言，GOOSE 变得更加重要。

4. 设置组

设置组控制块（SGCB）用于处理设置组，因此，用户可以根据需要切换到任一处于激活状态的组。

5. 采样数据传输

使用采样值控制块（SVCB），处理采样值的传输。

6. 指令

IEC 61850 支持多种指令类型，包括直接指令和操作前选择（SBO）指令（一般保护措施与正常和增强型保护措施）。

7. 数据存储

SCL（变电站配置语言），以特定格式完整存储变电站的配置数据。最初，SCL 是变电站配置语言的缩写。现在，变电站 IEC 61850 的使用已成为现实，其名称更改为系统配置语言。

10.5.2　系统配置语言

IEC 61850 是一个全球标准，因此，只要来自不同制造商的继电器符合 IEC 61850 标准，它们之间就有可能互相交换信息。

为了保证互操作性，并提高配置质量，IEC 61850-6 引入了一种公用语言，而使用系统配置语言（SCL）的不同供应商可使用该语言进行信息交换。

所有专有工具都必须能将 IED 描述导出为这种基于 XML 的公用语言。ICD（IED 功能描述）文件包含有关 IED 的所有信息，因此，用户可以配置 GOOSE 消息。

基于 IEC 61850 的项目的开发过程依赖于使用 SCL 语言的软件工具的可用性。SCL 指定了描述 IED 功能的通用文件格式，一个系统特定标题（可将其看成是单线图）和

一个变电站自动化系统描述。IEC 61850-6 介绍了 4 种类型的公用文件。这些文件是 IED 功能描述（ICD）、已配置 IED 的描述（CID）、变电站配置描述（SCD）和系统规范说明（SSD）。IEC 61850-6 第 2 版引入了一个新文件，“实例化 IED 描述（IID）”文件。图 10-7 描述了一个完整的工程过程（使用 SCL 语言）。

使用制造商提供的独立工具（即所谓的 IEC 61850 系统配置器）进行配置。一些制造商开发了自己的专有工具来用作 IEC 61850 系统配置器；然而，也有一些可用的第三方工具。通过指定发送方（发布者）和接收方（订阅者），可对导入到 IEC 61850 系统配置器内的所有 ICD 文件和 GOOSE 消息进行编程。最后，系统的完整描述（包括 GOOSE 消息描述）将存储在 SCD（变电站配置描述）文件中。

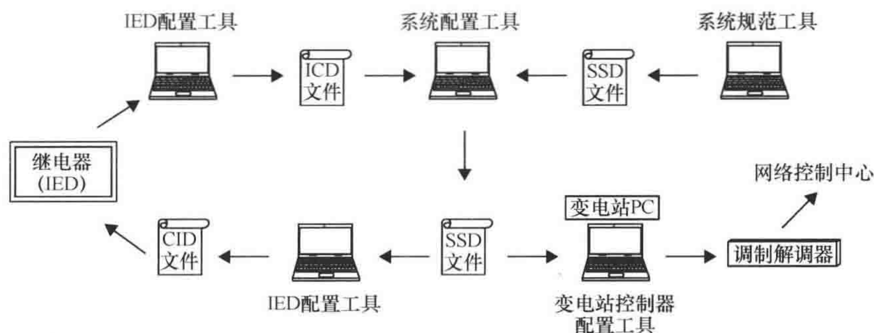


图 10-7　变电站工程过程（使用 SCL 语言）

专有工具必须能够导入 SCD 文件，并且能够提取 IED 所需的信息。SCD 文件的信息通常是 GOOSE 消息的列表。

SCL 语言并未涵盖现有 IED 的所有特征。事实上，IEC 61850 标准的撰写人的目的并不是标准化 IED 的各个方面。这是因为，制造商提供了广泛而多样的功能。

重要的是要知道，为配置设备参数和访问内部支持功能，除了 IEC 61850 第 6 部分指定的配置信息，还应使用制造商提供的专有 IED 配置工具，才能完成 IED 的完整配置。

下述列举了一些只能使用供应商的工具来实现的功能：

1）逻辑断路方程。

2）IED 人机界面上的图形显示。

3）内部映射。

4）非 IEC 61850 参数和供应商特定参数。

为了支持经由 LAN 的远程访问解决方案，虽然将笔记本电脑直接连接到 IED 前端口的做法可能会被逐步淘汰，但我们认为仍然有些操作会在继电器上执行，特别是初步调试期间。我们还认为，对于某一设备或产品系列，某供应商的 IED 配置方法仍将是唯一的。IED 设计的不断创新和有竞争性市场力量往往会妨碍 IED 配置软件的标准化，虽然一些活动正在围绕这方面展开。

通过专有工具完成的最后配置会因 IED 而异（专有格式或标准 CID 格式）。如今，

多数供应商已决定使用专有格式来创建 CID 文件，而少数供应商则采取与 ICD 文件同样的创建方式创建 CID 文件。

10.5.3 GOOSE 消息的配置和验证

本节将介绍如何配置和验证 GOOSE 消息（对于 IEC 61850 自动化变电站）。用来说明这个过程的方案类型是一个基于通信模式的断路器故障方案。图 10-8 为系统的单线图。

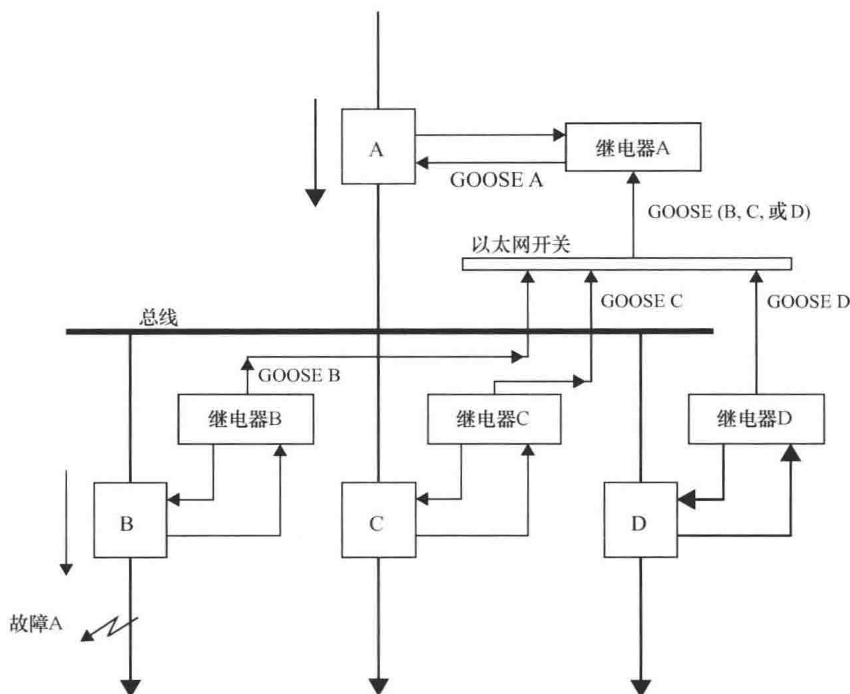


图 10-8 系统单线图

该系统有 4 台 IED（来自不同供应商），图中表示为继电器 A、B、C 和 D。继电器 B、C 和 D 是主馈线保护，继电器 A 是后备保护。

图中并未示出断路器柜中的 IED，这些 IED 接收来自继电器的 GOOSE 消息，并将这些消息转换为物理输出，从而激励断路器线圈。在该实例中，在位置 A 处设置故障，用单线图标出。继电器 B 的瞬时过载电流元件将发送断开 GOOSE 到断路器 B。同时，继电器 A 将接收到来自于继电器 B 的断开 GOOSE（作为断路器故障的启动信号）。继电器 A 收到 GOOSE，然后启动断路器故障定时器（在 10 个周期后到期）。如果由于某种原因，继电器 A 未接收到断路器故障启动信号，断路器 B 也未开启，在 15 个周期后，继电器 A 将因定时限过电流而断开。本节将只描述继电器 A 和继电器 B 之间的配置。对于系统上的其他 IED，重复此过程即可。图 10-9 为断路器故障方案的逻辑。

该方案的编程可分两部分来实现。第一部分是单个 IED 的编程，以获得系统配置

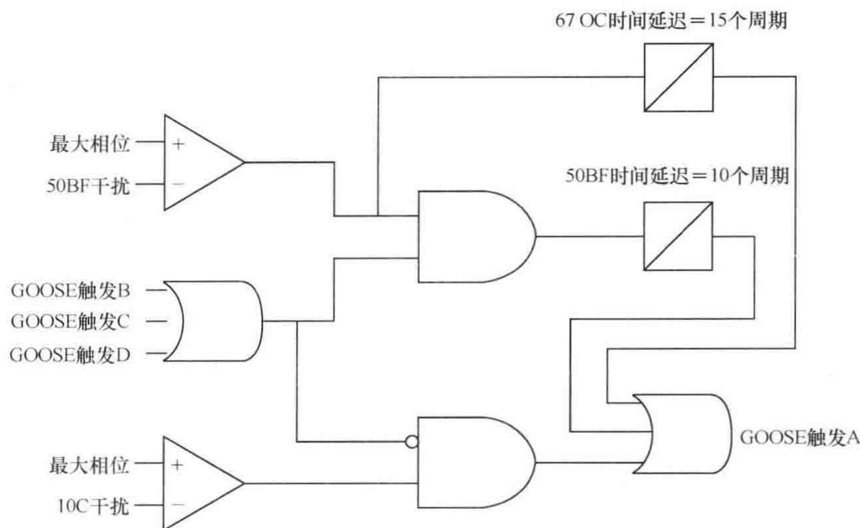


图 10-9 断路器故障方案的逻辑

所需的 SCL 文件。这些文件将包含所有 IED 发布的 GOOSE 消息。根据这条信息，可以实现完整的系统配置。在配置之前，建立虚拟的布线图是一种很好的做法。布线图将显示配置预期方案所需的消息。布线图还提供了这样的信息：每个 IED 将发布和订阅什么样的 GOOSE 消息。

使用 IED 本身专有的配置工具对其进行配置。配置基于 IEC 61850 的保护方案时，面临的最大挑战之一是，需要熟悉不同的 IED 配置软件包。熟悉每个配置工具的工作原理是很重要的。从长远来看，这将节省时间，尤其是试图配置系统方案时。配置 IED 的主要目标是获得系统配置所需的 SCL 文件类型。图 10-11 为一些用于配置单个 IED 的配置工具。

就如何配置继电器而言，SCL 文件提供了非常全面的信息，但最重要的是特定 IED 将发布或订阅的 GOOSE 消息。配置过程将首先配置那些发布和订阅最少数目的 GOOSE 消息的 IED。

配置 IED 时，导出 SCL 文件。重复此过程，直到配置完成所有相关 IED，并生成一个 SCL 文件。

如果需要，可以进行一个简单的测试，验证已发布的 GOOSE 消息是否正确。这可以通过下述方法完成：连接某种形式的网络分析仪并捕获网络上的 GOOSE 消息。图 10-10 为用于 IED 配置的专有配置工具。

由于不同 IED 的配置存在差异，因此，忽略了 GOOSE 配置的部分细节。例如，对于一些 IED，GOOSE 消息要通过 GGIO（通用 GOOSE I/O）发布，而对于其他 IED，GOOSE 消息要通过保护节点（如 PDIS 或 PTOC）发布。有时，这种差异会导致 GOOSE 消息延迟某一固定时间（IED 中设置）。为避免出现这些问题，建议阅读 IED 手册，看一看 IED 将在何处发布其高速 GOOSE。

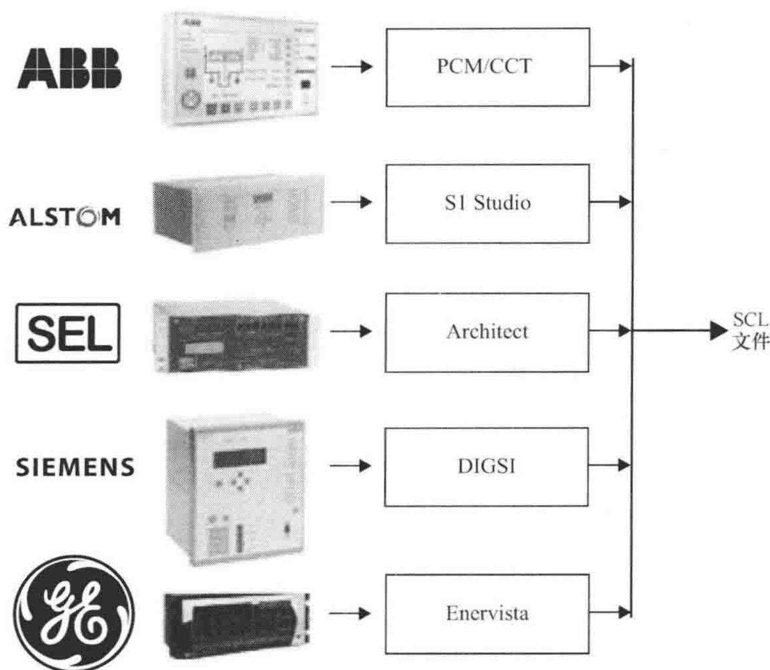


图 10-10　用于 IED 配置的专有配置工具

10.5.4　系统结构

为配置系统，必须保证所有 ICD 文件可用。系统配置工具或单个继电器配置工具将使用这些文件。可以使用变电站配置工具来完成系统配置。这类工具导入了系统配置所需的所有 ICD 文件。变电站配置工具将生成一个 SCD 文件。另一种方法是，对外开放将订阅 GOOSE 消息的 IED 配置工具。

例如，将所有 ICD 文件导入到继电器 A 的配置工具中，从而完成对它的配置。ICD 文件旨在用作 IED 类型的模板，可以被多次实例化（如馈线）以建立一个系统。

配置系统时，应进行系统验证测试。此测试将有助于发现系统配置存在的所有问题。第一次进行系统配置时，可能会出现一些配置问题。许多这样的问题都起因于不同 IED 配置之间的差异。一些 IED 需要更多的人工操作，而其他 IED 更自动化一点。

10.5.5　系统验证测试

系统验证测试将发现系统中的所有配置冲突。所需工具将是网络分析仪（软件）和符合 IEC 61850 标准的现代化测试机组。测试机组必须能够经由变电站局域网，接收并发送 GOOSE 消息。这需要测试系统询问网络，获得正确的 GOOSE 消息，并停止定时器（确保对时间的影响最小）。

图 10-11 给出了单机 IEC 61850 的测试连接，并描述了如何将跳闸 GOOSE 消息从

数字继电器发送到以太网交换机，以及如何又将消息从以太网交换机发送到保护继电器测试系统。

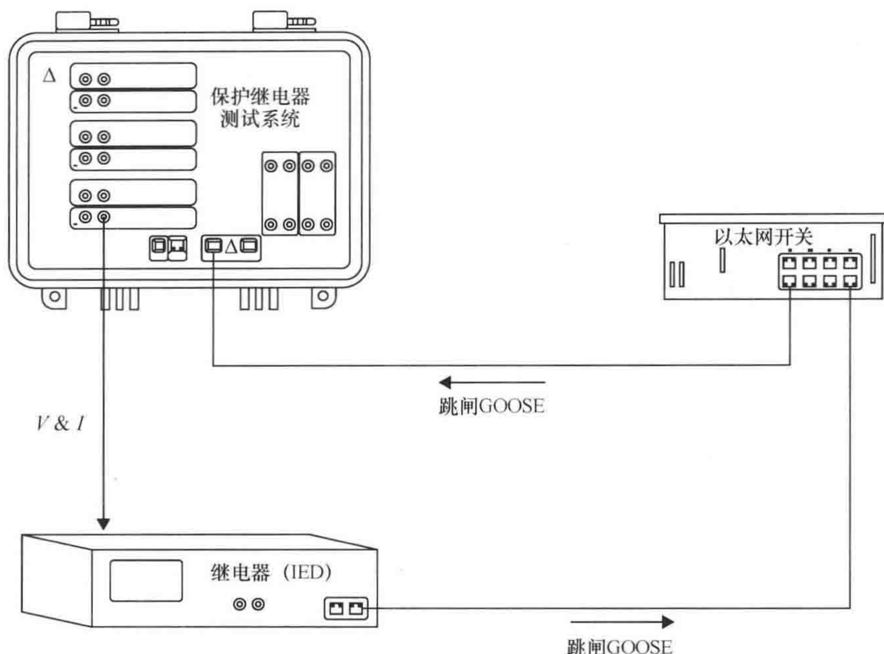


图 10-11　基于 IEC 61850 的单机 IED 的测试连接

调制解调器测试系统必须能够经由变电站局域网，接收并发送 GOOSE 消息。这需要测试系统能够询问网络，获得正确的 GOOSE 消息，并在少于 2ms 内停止注入或定时器。测试系统应该也能够把 SCL 文件和映射输入读取到 SCL 文件中各种可用的 GOOSE 报文。如果一个 SCL 文件不可用，则测试系统应能够询问网络，并且显示网络上所有可用的 GOOSE 报文，以允许用户能够在测试系统上把这些报文映射到二进制输入。

10.5.6　变电站 IT 网

当变电站通信在电力公司的保护和控制任务中承担更多的关键任务时，理解 IT 网络的基础对保护工程师来说非常重要。保护工程师还必须了解像以太网交换机、以太网端口和路由器这些组件的运行方式和特性，还有专业术语，如 LAN、VLAN、MAC 地址、网络拓扑、延迟、优先标记、防火墙、RSTP、HSR/PRP 等。

许多有经验的保护工程师认为探讨 IT 网络问题非常复杂，简直令人望而生畏，因为到现在为止，他们还未感到需要理解 IT 网络的运行方式和表现特性。在现代变电站，为实现其可用性、可靠性、安全性和可维护性目标，理解以太网交换机与理解可靠的继电器一样重要。

10.5.7 过程总线

过程总线的定义按照 IEC 61850 第 2 版第 9-2 部分。过程总线即变电站的所有模拟信号的数字化。这是通过连接所有电流互感器、电压互感器和控制电缆至合并单元实现。这些单元将模拟信号转换成二进制信号，并通过过程总线发送信息到所有需要获取该信息的设备。在全世界，有一些带有此技术的试验性项目已经得到安装并声称取得了成功。图 10-12 示意了一个全面实施 IEC 61850 的过程总线和站总线。

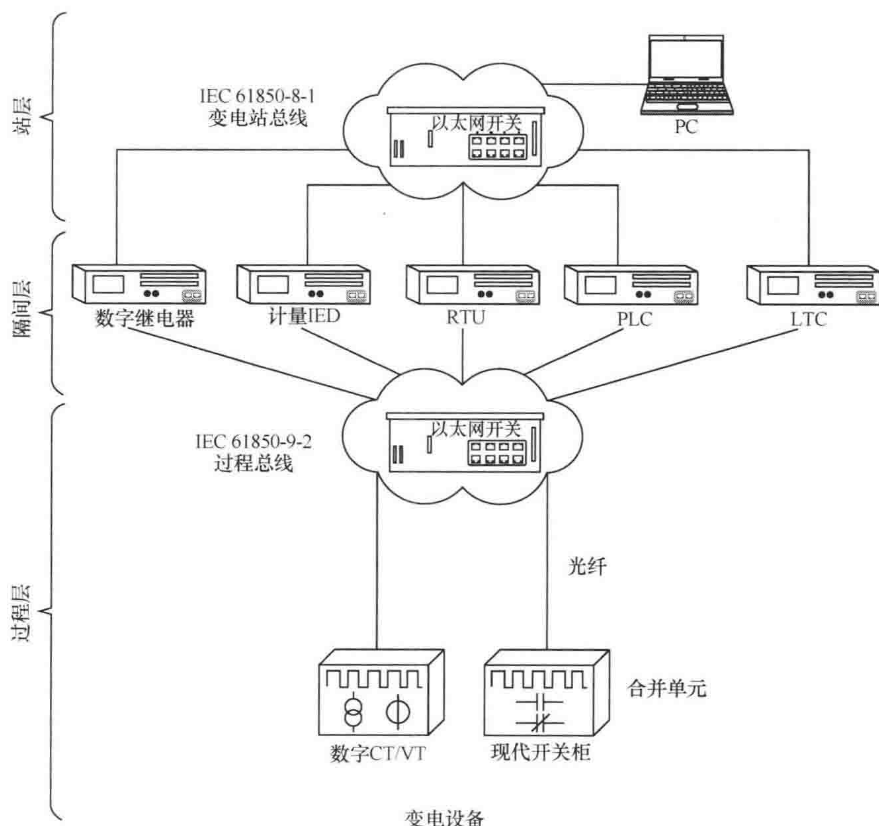


图 10-12 变电站网络-过程总线和站总线

第11章　电力系统中的互操作概念

为了实现智能电网高效运行的目的，有必要对电力系统中从发电厂到终端用户的所有设备进行整合，这些设备应该以一种透明的方式进行交互，比如以独立的技术和协议方式。

电力系统设备之间的通信现在仍具有很大的局限性，有时候甚至由于协议和技术的不兼容导致设备之间没有任何的通信。

而且，信息系统之间存在的最大困难是电力系统的各个组成部分以不同方式进行信息交互。虽然用接口可以解决这些问题，但是接口又限制了信息系统的扩展。因此，必须规范电力系统信息的表达，其实现方式为：组件可以独立地访问数据和数据源代码。电力系统具备互操作条件时也就有了解决方案。

IEEE 2030—2011 标准给出的互操作的定义如下：互操作是两个及以上网络、系统、设备、应用程序或组件间安全有效地交互和使用信息的能力。该标准还从3个方面定义了确保电力系统互操作的方法：电力系统本身、信息系统和通信系统。互操作的过程必须保证长期更新。

将这一概念用于智能电网，不管信息系统是应用在不同类型的基础设施上还是远程应用，互操作都能够确保有效的通信。

还需要考虑的是系统硬件和软件之间的互操作，以及两个系统之间通常交换的所有内容，它们之间必须有通用的数据定义。

为此，可以应用计算机科学领域的本体论概念。本体论是研究基础范畴本质及其关系的哲学。基于本体论的策略应用于电力系统互操作，构建了组织信息的框架，基于本体论的策略也应用于电力系统组件表征上。

11.1　互操作需要的要素

美国电科院（EPRI）和美国国家标准与技术研究院（NIST）等一些研究机构利用架构原则定义了互操作的概念。表11-1列举了定义互操作概念需要的要素。

表11-1　互操作架构原则（来自 EPRI 和 NIST）

原　则	描　述
标准化	基础设施的要素以及各要素之间的相互连接方式是明确的、公开的、有用的、开放的、随着时间的推移是稳定的
开放性	基础设施是建立在技术是向有资质的利益相关方以一视同仁的方式提供的基础之上的。技术提供者具有随着时间的推移能够修改访问技术的能力，来确保持续的开放性和标准化

（续）

原　　则	描　　述
互操作性	基础设施中的接口标准化按以下方式组织：（1）系统能够很容易地依据特定的地理、特定应用、业务状况进行自定义；（2）自定义并不妨碍必要的基础设施要素之间的通信
安全性	对基础设施进行保护，防止没有授权的访问和非正常的接口操作。电力公司需要保持信息私有化和具备其他安全策略
可扩展性	没有对基础设施设计内在的对其发展或开发新应用的扩展能力的限制。为了实现这一目标，（1）其数据采用公共信息模型（CIM）的定义和结构；（2）把数据的定义和传输数据的方法分离开来；（3）其组成部分能够把自己告知和描述给其他组成部分
可伸缩性	基础设施的扩展没有大小的限制
可管理性	基础设施的组成部分可以依据对他们的评估和管理结果进行配置。故障可以被诊断和隔离。这些组成部分是通过远程管理的
可升级性	基础设施的配置、软件、算法以及安全证书能够通过最近的远程站点安全稳妥地升级，这也涉及易管理性
共享性	基础设施利用共享资源能够提供规模效益、减少重复工作，如果组织恰当的话还能鼓励制定竞争性的创新解决方案
普遍性	智能电网的授权用户能够不受地理的或其他的障碍限制，很轻松地利用基础设施的优势
完整性	基础设施运行在高可用性、高性能和高可靠性水平，能够自动重组通信路由
易用性	为了基础设施的使用和管理，规则和程序应该是有逻辑的、一致的，最好是直观的。互操作给智能电网用户提供最大化的信息和选择，同时，最大限度地减少选择参与互动的用户的工作量

信息技术的功能之一是把信息安全可靠地分配到网络中所有节点，这也是监控和决策需要的。由于这些信息技术，智能电网的配置将变得越来越动态化，智能电网也会近似运行于给实时分析和优化技术提供更多机会的状态。电力行业的公司拥有大量的运行信息，包括以动态或者静态形式存在的实时信息和历史信息。得益于智能电子设备（IED）和其他智能电网设备的应用，它们也能远程直接地从故障地点和事件分析中，以及系统中AMI设备上获得大量信息。

11.2　信息交换过程

信息交换的互操作应该允许两个互操作应用程序存在，无论哪一个都可以应用交换的信息进行开发利用。这种信息交换应该沿着不同的数据路径的数据流序列进行。应用程序采用链接数据序列（或者通信系统技术）来支撑数据流请求，因为链接数据序列或者通信系统技术包含足够多的协议。此外，进行信息交换的两个系统都应该理

解信息交换的结构和含义，这意味着他们共享量测装置的单位、使用环境、信息指标和有效性。图 11-1 给出了一种信息交换方案。

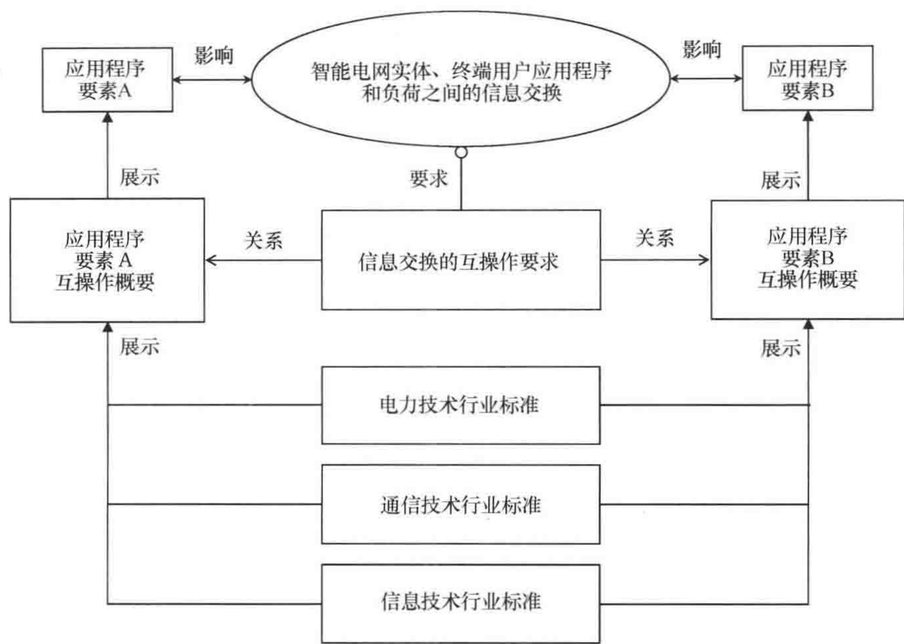


图 11-1　两个应用要素间的信息交换（摘自 IEEE 2030—2011）

11.3　数据模型和国际标准

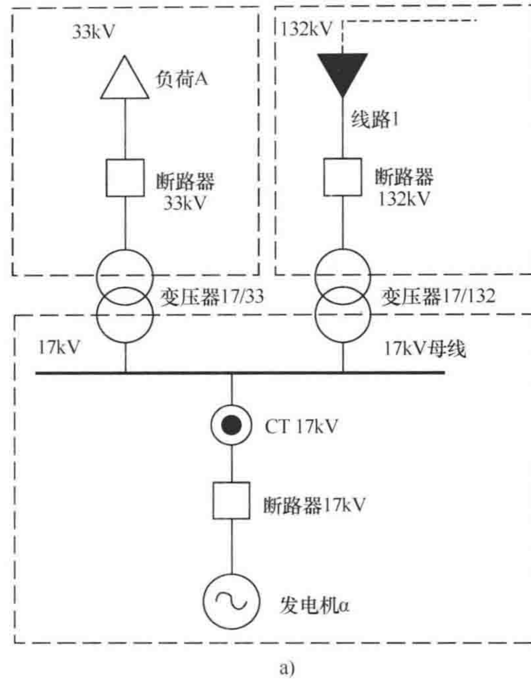
一个明确定义的数据元素模型不仅允许简单的信息交换，还应该满足与发展和安全有关的需求。数据模型结构一直是评判管理过程是否良好的很好的指标。好的管理过程由于建立了一个共同的语义，能够促进多个应用程序间数据的利用。

电力领域的业务整合中有两个全球性的标准，其中之一是 MultiSpeak®，是由美国全国农村电气合作协会（NRECA）发起的；另一个是公共信息模型（CIM），是由国际电工委员会（IEC）第 57 技术委员会（TC57）维护的国际标准。

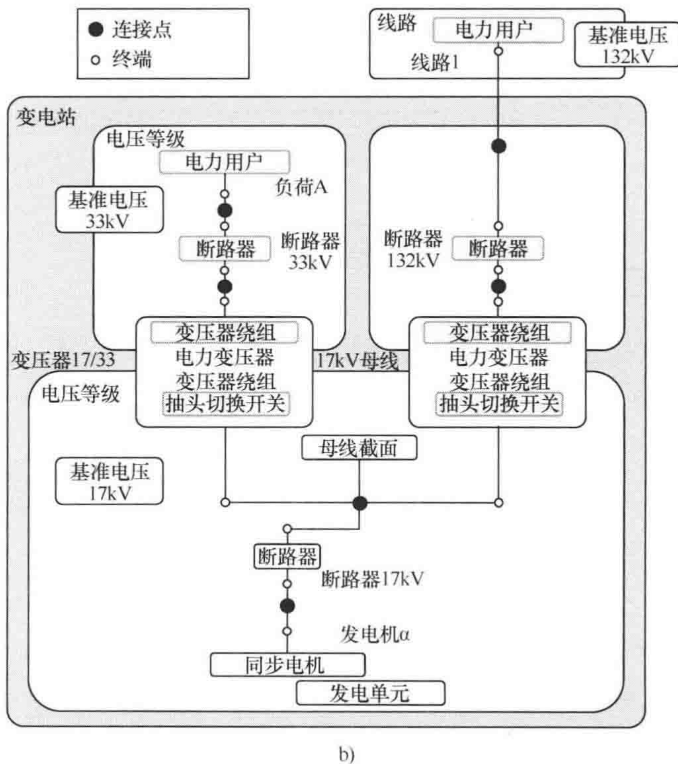
目前，兼容 MultiSpeak®的数据交换已经在许多公用事业上应用。

TC57 的第 14 工作组（WG14）主要处理与配电公司有密切关系的工作流程。WG14 最近给出了电网数据集消息的概念，明确了如何利用 CIM 模型在配电工程分析中进行具体模型的交互。兼容 CIM 模型的电网数据集交互模型已经在几家电力公司应用。

图 11-2a 是一个通过一条 115kV 线路连接到电网的系统单线图。该系统内部有一台 13.2kV 发电机和一台 13.2/115kV 升压变压器，由 115/34.5 降压变压器降压后以 34.5kV 向用户供电。图 11-2b 是图 11-2a 电力系统中所有元件的 CIM 模型，其中每类 CIM 模型都有不同的属性。



a)



b)

图 11-2 a）示例电力系统单线图 b）全公共信息模型映射

图 11-2a 代表电力系统中任意一个回路，图 11-2b 是它的 CIM 映射。

更进一步的技术规范可能为电能计量提供服务描述和协议规范。好的数据模型允许更多的应用程序使用数据，用新方法诊断信息能突显其在新开发的分析工具中的价值，从而提高智能电网的投资回报率。

基于本体的策略通常成功地用于创建和操作数学模型，因为它们可以方便地向统一建模语言（UML）转换，统一建模语言提供了大量的互操作性。如果数据的含义不明确，它是没有多大用处的。在一个单用户接口程序中，虽然开发者会努力把含义表达清楚，但是当数据传输到另一个系统后，数据的含义可能会丢失。

现实世界中的对象用类来表示，类是包含所有信息的基本单元的统一。由于这些类，电力系统中的元件（变压器、分段开关、发电机等）都可以建模。UML 用来描述建模所需类之间的关系，这些类之间的关系被称为关联关系。

对于每一个类，属性可以被观测，即信息或数据表示的对象。另一方面，当定义好了被建模的元件时，则用可扩展标记语言（XML）来创建实例，以此来构建实际电力网络中元件的物理模型。

图 11-3 是一个用统一建模语言描述的变压器类实例。不同类之间的关系可以通过子类（比如抽头切换开关、变压器绕组和导体设备等）反映。为了简单起见，每一类的属性是隐藏的，当然如果需要，也能看到。

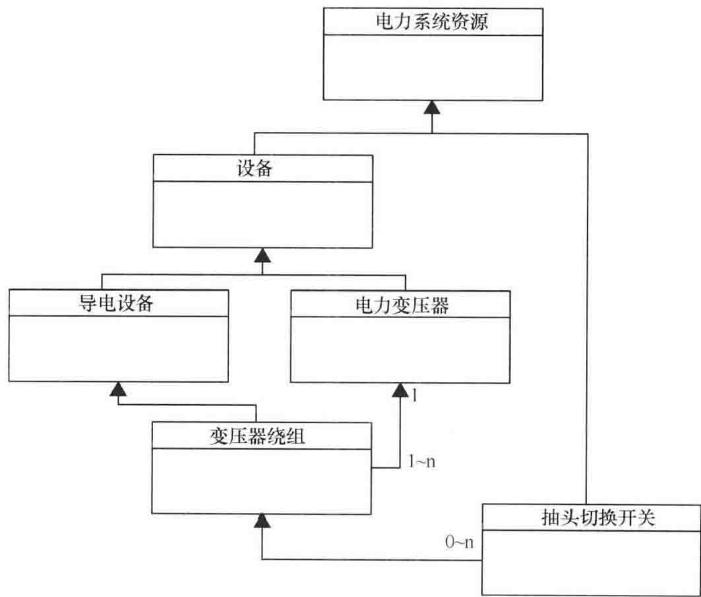
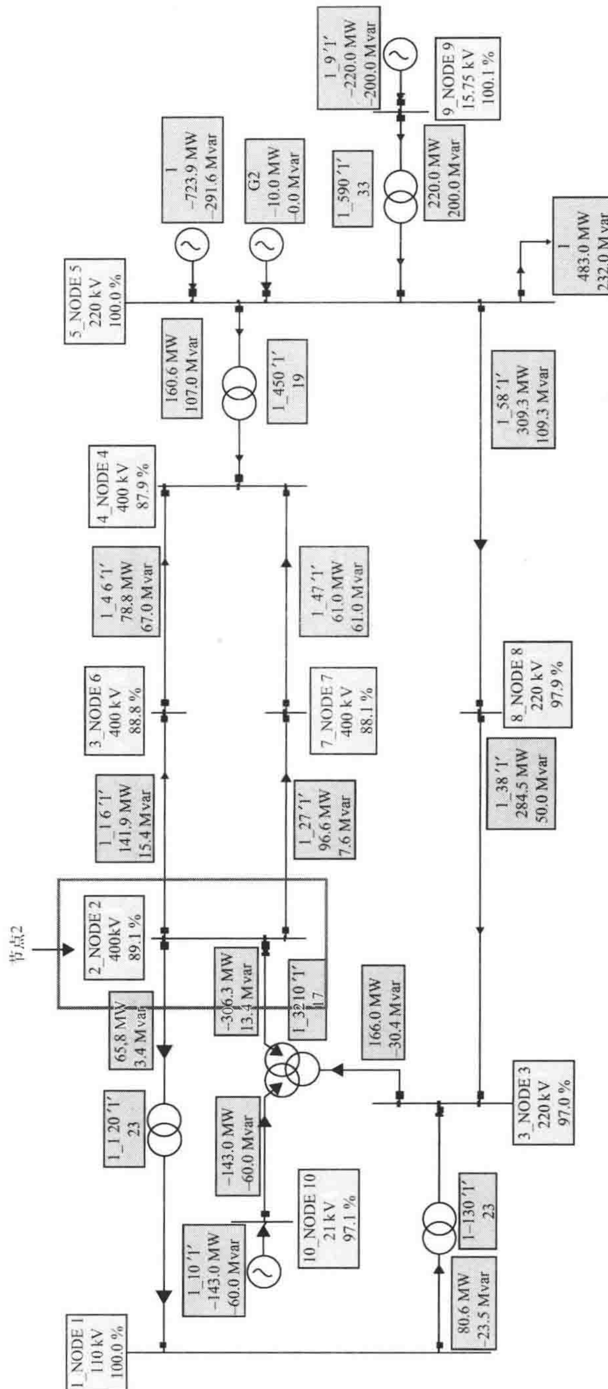


图 11-3 变压器类图

图 11-4 给出了一些电力系统元件的 XML 表示形式。在这种情况下，很明显，所建模的元件已经定义好了，而且也有可能在电力系统物理模型中创建实例。该例子中 400kV 节点 2 是用 XML 表示的。图 11-4a 中矩形框内部分将由 XML 表示，图 11-4b 中矩形框内容是由 XML 生成代码的一部分，说明了怎么用这种格式来表示信息。



a)

图 11-4　a）典型电力系统

```xml
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
- <rdf:RDF xmlns:profile="http://ucte.org/2009/profile1_v11#" xmlns:neplan="http://www.neplan.ch/Neplan_CIM-schema-cim14#"
xmlns:cim="http://iec.ch/TC57/2009/CIM-schema-cim14#" xmlns:rdf="http://www.w3.org/1999/02/22-rdf-syntax-ns#">
  - <cim:IEC61970CIMVersion rdf:ID="_fa3b52ce132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:IEC61970CIMVersion.version>IEC61970CIM14v02</cim:IEC61970CIMVersion.version>
      <cim:IEC61970CIMVersion.date>2009-02-04</cim:IEC61970CIMVersion.date>
    </cim:IEC61970CIMVersion>
  - <cim:BaseVoltage rdf:ID="_fa3b52d8132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>110.0</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
      <cim:BaseVoltage.isDC>false</cim:BaseVoltage.isDC>
    </cim:BaseVoltage>
  - <cim:VoltageLevel rdf:ID="_fa3b52d2132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:IdentifiedObject.name>110.0 kV</cim:IdentifiedObject.name>
      <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#_fa3b52d0132e11deb8cf000c295e15ce"/>
      <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#_fa3b52d8132e11deb8cf000c295e15ce"/>
    </cim:VoltageLevel>
  - <cim:Substation rdf:ID="_fa3b52d0132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:IdentifiedObject.name>NODE 1 </cim:IdentifiedObject.name>
      <cim:Substation.Region rdf:resource="#_fa3b52d6132e11deb8cf000c295e15ce"/>
    </cim:Substation>
  - <cim:BaseVoltage rdf:ID="_fa3b52e0132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>400.0</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
      <cim:BaseVoltage.isDC>false</cim:BaseVoltage.isDC>
    </cim:BaseVoltage>
  - <cim:VoltageLevel rdf:ID="_fa3b52df132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:IdentifiedObject.name>400.0 kV</cim:IdentifiedObject.name>
      <cim:VoltageLevel.MemberOf_Substation rdf:resource="#_fa3b52dd132e11deb8cf000c295e15ce"/>
      <cim:VoltageLevel.BaseVoltage rdf:resource="#_fa3b52e0132e11deb8cf000c295e15ce"/>
    </cim:VoltageLevel>
  - <cim:Substation rdf:ID="_fa3b52dd132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:IdentifiedObject.name>NODE 2 </cim:IdentifiedObject.name>
      <cim:Substation.Region rdf:resource="#_fa3b52d6132e11deb8cf000c295e15ce"/>
    </cim:Substation>
  - <cim:BaseVoltage rdf:ID="_fa3b52e5132e11deb8cf000c295e15ce">
      <cim:BaseVoltage.nominalVoltage>220.0</cim:BaseVoltage.nominalVoltage>
      <cim:BaseVoltage.isDC>false</cim:BaseVoltage.isDC>
    </cim:BaseVoltage>
```


基准电压元素属性

b)

图 11-4　b）典型 CIM/XML（续）

11.4　电力系统信息模型的实现

在公共信息模型情况下，为了实现信息互操作模型，所有的应用和功能都将集成到 CIM 模型上，因此有必要明确区分物理设施中的所有要素。这方面的例子如网络配置、服务器数量和类型，而且更重要的是它们的可用性。

应该确认的是，电力公司建有数据总线，数据总线允许互操作模型在不同的功能和服务之间交换信息，这也便于系统的集成。因此，至少建有一条业务总线对企业来说是至关重要的。这些总线通常采用面向服务的体系架构（SOA）。面向服务的体系结构（SOA）是一个组件模型，它将应用程序的不同服务通过这些服务之间定义的接口和契约联系起来。通常情况下，服务之间的信息交换是用 XML 来实现的。

SOA 只是建立信息的结构、框架、媒介和格式。然而，应用程序之间发出的消息包括任意顺序的任意序列、结构或者分层结构。面向服务的语义架构（SSOA）是 SOA 服务的应用。SSOA 提供信息模型和通用语言，以方便应用程序集成到已有的基础设施上。因而，应用程序之间发送的消息遵循某种策略或者公共语义模型。

由图 11-5 可以看出，ESB 和 SSOA 在一起实施，允许将所有功能都集成在公共信息模型内部，这可以显著减少接口的数量。

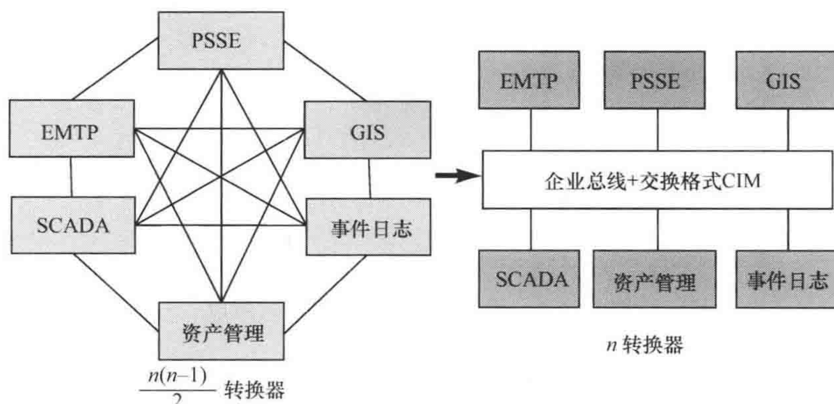


图 11-5　信息系统实现互操作的要素

描述了所有的现有资源之后，也就完成了所需的功能设计。通过一个案例的使用，系统的目的被完全记录和定义是非常重要的。例如，为了保证能够将某一个生成操作组工作指令的系统集成到 GIS 系统上，首先必须明确这一集成的原因。这种情况下，有必要自动生成工作指令到现场人员手中。这有助于确定需要进行交互的数据，比如工人的姓名、事件的类型、事件的地点、事件的状态和可用性。

基于这些确定的元素，完成了公共信息模型映射（确定要素的过程也是 CIM 映射的过程）。在模型中的不同应用之间交换的特征间相互关系是通过逼近它们的状态/值来实现的，每个要集成的元素都要按照此过程来应用。与其他系统共享的集成和特征

都应该记录下来。

明确了设计的所有方面之后，进入开发阶段。在开发阶段，用于创建 CIM 配置文件的类被确定，该配置文件只不过是模型在功能或系统方面的描述。在配置文件中，所有集成的要素都非常适合参考这种通用的方式。利用配置文件就可以配置各种应用。在所有的软件开发中，需要适当明确接口函数，而且要根据后来发现的错误能够经常进行修正。

公共信息模型实现需要的各阶段如图 11-6 所示。

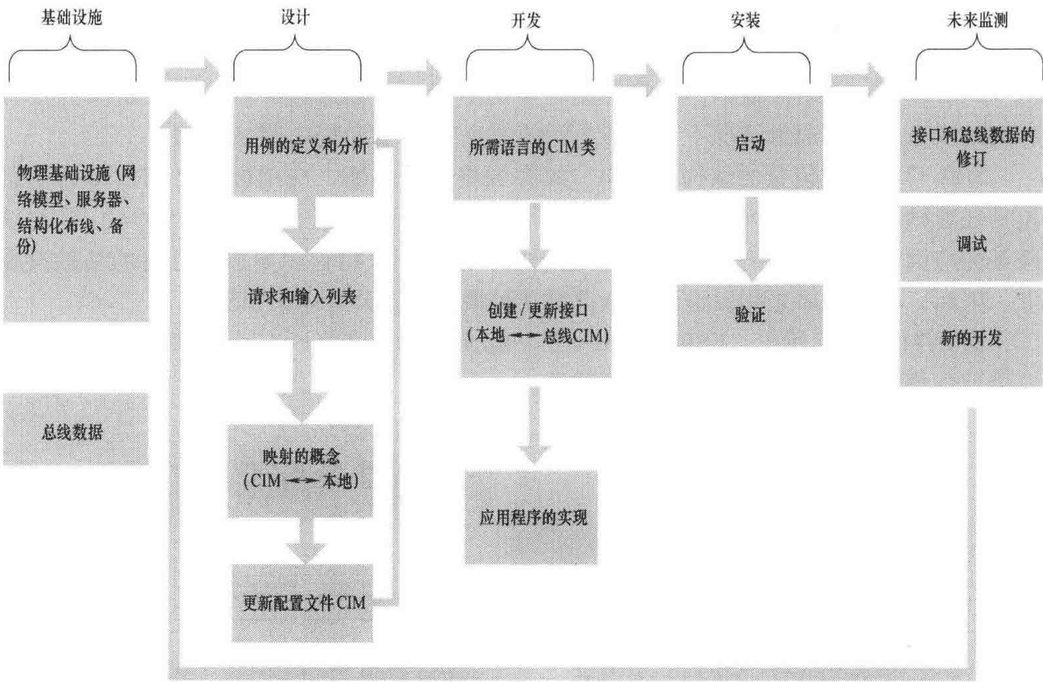


图 11-6　一个公共信息模型实现的阶段

第12章 成熟度模型

配电组织均意识到需要实施配电自动化和智能电网计划。考虑到当前的应用需求规模，付诸更大努力和采取更有力的行动显然已成为电力组织的当务之急。然而，由于缺少明确的过程和可参考的示范实践，电力组织在确定实施和开发此类技术的优先顺序时需要得到帮助。

开发成熟度模型对于管理现代电网和选择最佳的集成式可持续发展之路来说都非常重要，其中包括一些工具，例如，具有共同的战略和愿景的工具，这些工具不仅有利于制定有组织的工作计划，同时使得所需要的可盈利项目的实施成为可能。

成熟度模型有助于电力公司通过确定各项任务的优先顺序以及评估所取得的成就来推进智能电网的应用，同时还有助于通过设计路线图，以及通过促进内部和外部的参与者之间的共同项目的交流，来确定电力机构的特点，通过与社区分享经验，使得他们能做好准备进行必要的改变。

在IT组织中很常见的成熟度模型，有助于电力组织按照管理标准评估其方法和过程。实现成熟度模型的关键是在智能电网背景下具有出色的战略和前瞻性的愿景。成熟度模型包括3个要素：通信、IT和电力元件。

本章讨论不同实体间的联合，这些实体已经开始携手制定它们感兴趣的流程和计划，以帮助为其需求找到最佳解决方案。

12.1 智能电网成熟度模型定义

智能电网成熟度模型（SGMM）是一个工具，为电力组织指导、评估和改进其工作提供基础帮助，用于选择智能电网的最佳应用，实现合理转型和现代化。从方法论的角度来看，该模型允许创建一个定义任务和技术的地图，允许找出战略和执行之间的差距，允许支持促进智能电网项目的商业机会，允许界定组织的愿景和战略，以及允许评估替代解决方案和有助于引导电网未来的远景目标。

12.2 使用智能电网成熟度模型的好处

在当今竞争激烈的世界，电力行业要求企业努力实现可持续的改进、可重复和可扩展的流程，以及促进组织内部的改进。成熟度模型最初是在软件开发行业应用的，后来因满足使用认定参数评估各种组织的需求而得以推广。这些模型为开发改进的计划、工程和管理实践提供了可能性，确保在过程和结果两方面都具有更高质量水平。

借鉴软件行业的成功经验，许多电力公司愿意使用成熟度模型。使用成熟度模型

可以确定电网的发展水平，以及可视化当前和未来情况之间的差距，由此出发，可提出最佳解决方案。

成熟度模型必须与整个工作方法相结合起来，以确定在发展智能电网的路线图中涉及的标准和技术解决方案。成熟度模型还支持应用的执行。

该方法有 3 个目标：第一，从智能电网的角度和期望达到的成熟水平方面来确定企业当前的发展状况，然后应用差距分析来获得应采取步骤的简明清单；第二，应用成本效益分析来确定哪些智能电网解决方案在财务上具有可行性；第三，基于经过管理者批准的精准的财务评估案例来整理并描述用户需求。

强大的模型需要识别在单个项目水平上开展的管理活动，也要识别某组织内的管理活动，即建立和维护有效的项目方法架构和管理实践活动。

通过参照行业标准模型开展成熟度评估，组织将能够验证其已经实现的目标及其优缺点，然后确定优先行动计划，以达到更高的能力水平。

12.3 SGMM 的起源和构成

最著名的成熟度模型例子是卡内基·梅隆大学和 IBM 开发的那些。本章将说明最受全球接受的 SGMM。

SGMM 最初是由多方共同提出的，它们是：美国的四家电力公司（Center Point Energy，Progress Energy，Pepco Holdings，and Sempra Energy）、丹麦的 DONG Energy、印度的 NDPL、澳大利亚的 Country Energy 以及 IBM 和 APQC。2009 年，在美国能源部（DOE）的支持下，卡内基·梅隆大学拿到了 SGMM 的开发项目，这所大学还负责其管理和更新。SGMM 由卡内基·梅隆软件工程研究所（SEI）作为电力工业转型的资源加以维护。卡内基·梅隆大学鼓励电力公司以贷款方式发展 SGMM，以确保转型计划的各个方面都得到考虑，其相关选项获得优先权，以及确保用其进展来衡量电力企业实现智能电网的水平。

使用成熟度模型的主要组织见图 12-1。

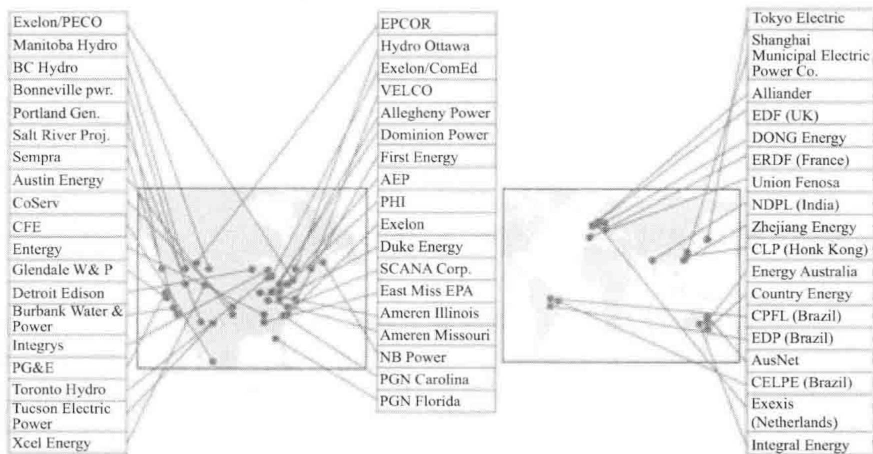


图 12-1 使用 SGMM 的一些组织（来自卡内基·梅隆大学软件工程研究所）

12.4 SGMM 的开发过程

成熟度模型的开发过程可以采取如下步骤：

1）在相关组织的 8 个领域内采集信息。在这个阶段，咨询工程师必须从战略角度探索所有的组织特征。由于导航员辅助组织理解纳入评估中的问题，因此其对模型的充分理解变得至关重要。

2）智能电网和 SGMM 概念的认识。导航员必须熟悉组织，同样组织自身必须了解被评估的方面。导航员必须使组织做好准备以了解 SGMM 的概念，接下来是调整标准和建立评估过程。

3）SGMM 应用。在这一阶段，导航员对纳入成熟度模型中的问题进行研究。此概念用来评估组织的当前状态以及未来期望达到的状态。组织以批判、客观和诚实的态度响应问题是至关重要的。由于模型涵盖了组织的方方面面并要求对问题有观点详尽的答案，因此使组织中来自各个领域的个人参与进来也是非常重要的。如果不这样，关键点就会被忽略，精力可能集中在无关紧要的方面，因此，建议在尝试第一种模型后能够重新进行评估。

4）最终结果。获得的关于组织实际情况和未来情况的结果，如图 12-2。这些结果有助于找出必须消除的差距以达到期望的状态，应仔细分析所需的成本和时间以保证该项目的可行性，如果该差距较大，可行的、经济的解决方案可以是延长时间或缩小未来构想的范围。

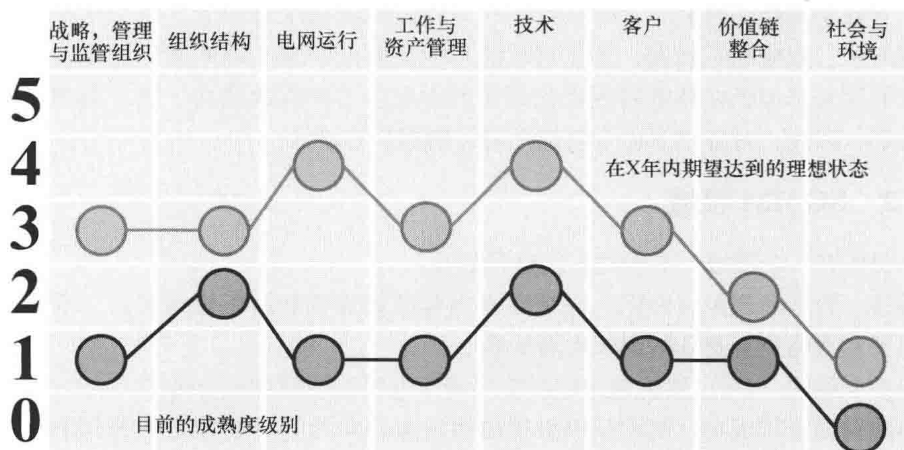


图 12-2　利用 SGMM 取得结果的实例

12.5 SGMM 的级别和控制权

正如在卡内基·梅隆大学软件工程研究所的文件“SGMM 指针评估调查”2011 年

9 月 1.2 版中所提出的，一个组织的特点和能力可在 SGMM 模型定义的帮助下来确定。SGMM 模型定义是由 8 个领域的 6 个级别组成。

12.5.1 SGMM 成熟度级别

SGMM 有 6 个代表精确定义状态的成熟度级别，每一个都描述组织实现智能电网的能力和特征，涉及效率、自动化、可靠性、节能、与用户的互动、分布式能源接入以及获得新的商业机会等方面。

最低级别（0 级）代表研究开始时组织的默认位置。以传统方式经营且无现代化的机构将处于这一水平。对一个组织来说，在一个预设的时间段中评估其状态以建立未来的愿景是非常重要的。由于 0 级代表起始条件，模型中没有精确地描述这个水平。

1 级表示该组织处于启动过程并正在探索智能电网技术。在这个层面上，组织有愿景，但并无清晰的战略。在这个层面上，该组织有能力把其愿景传达给社会和行业。

2 级表示组织有明确的战略，它已经进行投资以实现电网的现代化。在这个级别，测试已经开始进行以评估组织的变化，同时商业行动也在实施中。

在 3 级，组织整合其经营部门和智能电网计划，在整个组织内部，程序是可重复执行的、信息是可共享的。

在 4 级，对智能电网的功能和效益是可以进行评估的，组织能进行性能分析并作出实时改正。

在 5 级，组织处于一个长期的创新状态，可进行标准开发和流程改善。该组织成为行业的领导者，组织的愿景与战略可使国家、区域和本地的利益付诸实现。

当开始实施新的改变时，组织将在一个较高的成熟度水平上。每个组织都要根据其经营方式、战略和时间表，建立自己的目标成熟度级别。很明显，在模型中级别较高的成熟度表示组织在其电网现代化的实践中取得了相应的成功。每个组织有不同的目标级别，因此，对各组织而言实现任何级别都是可能的。

12.5.2 SGMM 领域

SGMM 有 8 个领域，下面对它们进行描述。

战略、管理和调控（SMR）领域建立内部绩效流程和组织管理方式，并鼓励与对实施愿景和战略负有责任的组织发展关系。

组织和结构（OS）领域描述组织实现智能电网的规划和运行的能力和特性。

要使转型取得成功，组织结构必须能够促进和奖励各种功能上的规划和操作。此领域的重点在于组织内通信、文化、结构、培训和教育等方面的改变。成熟度在这个特定的领域能证明组织能力的提升，这使得组织能够基于实际情况提升创新决策以实现智能电网的目标。此外，它展现出致力于实现智能电网目标的人们的一般愿景。

电网操作（GO）领域描述支持可靠、安全、高效的电力网络运营的功能性实践。组织采用新的自动化和通信解决方案，以提高关键网络设备的可观性、缩短控制动作的响应时间。实施智能电网解决方案过程中收集到的信息为已经达到高成熟度等级的

组织提供有价值的自动化信息。此外，利用潮流管理来降低网损，降低成本实现发电效益最大化，以及获得更高的自动化水平和更大范围的系统监测。另一方面，在通信和控制方面改善响应时间，以避免整个系统出现连锁故障。这种能力的好处是获得更大的电网改善，实现以高质量的电力、多元化的生产、最大的资产利用率和高效的运行为客户提供服务的目标。

工程与资产管理（WAM）领域描述组织在管理资产和人员方面的能力。此领域的成熟度反映预测维护和应急维护方面的提升，由此带来了更高的可靠性、安全性和运行效率。此领域的进步代表着持续增长的能力，即利用从实现智能电网中获得的信息，以减少非计划检修和停电、识别故障源并恢复供电、识别风险并尽量缩短处理时间、提升人力资源和规划的效果。

技术（TECH）领域的重点在于利用 IT 基础设施作为开发和支持服务的基础，开辟新的市场。其反映了对相关标准的遵守，以及对战略技术和各种数据源及用户（应用程序、系统和人员）的连接和支持的整合。

在技术领域的进步代表了对行业和国家标准的遵守，以及对使用空前数据的智能电网应用的整合。采用 IT 架构可以促使发现新的商业解决方案和有前途的新市场。

向智能电网转变能为组织带来收益，这要求进行更多尝试，包括获得新的智能电网技术（此技术可为组织实现智能电网带来正面或负面的支持）。智能电网涉及多个技术，如广域监控、双向数字通信和先进控制技术。通过先进的工程和组织业务创新，这种综合技术平台已有开发，它需要处理海量数据资源和包含当前智能电网和未来应用在内的控制系统。

客户（CUST）领域描述组织促使客户参与以实现智能电网转型收益的能力和特点。这种参与可以是被动的（通过管理用户负荷和选择供电电源）或主动的（给客户提供工具以使其能够基于成本和市场选择来进行用电、电源和能源成本管理）。

在 CUST 领域达到重要的成熟度级别代表给客户带来了巨大收益，用户能够决定和管理其用电行为、选择不同的电源和能源成本、维护网络安全，并保护客户隐私。此外，在此领域高级别的成熟度代表组织利用智能电网达成公司、地区和整个网络应用目标的能力，这一能力涉及电网稳定性、能源效率、峰值负荷削减，以及在尽量减少使用国外资源的同时，整合包括分布式发电在内的绿色能源等方面。

价值链整合（VCI）领域展现组织推动实现向智能电网创新提供资金这一目标的潜力，其方法是整合不同的功能部门和能源需求。智能电网自动化超越传统界限（变电站自动化）进行负荷管理、分布式发电和市场运营方面的创新。智能电网是一个包含从能源生产到最终消费的规划、实施和管理的服务平台。

对环境问题的关注和提高效率的需求，使得市场力量和监管机构将再次迫使本行业做出改变，这给拥有智能电网竞争力的组织提供了新的机遇，并导致了新价值链的形成。自动化将超越传统界限并跨越整个价值链，在负荷管理、分布式发电和市场结构方面为创新和效率提供机会。作为一个应用方案，电力从生产源头到终端消费的合作规划、实施和管理将优化盈利能力并提高应用价值链的性能。与价值链上商业单元

的需求一致的网络信息技术和数据共享是成功的关键。

最后，社会和环境（SE）领域描述组织促进实现与电气基础设施的可靠性和安全、能源选型、环境影响和生活质量相关的社会目标的能力和特性。

正确应用这些社会活动对组织有利，同时也可巩固组织与用户和监管机构的关系。通过强化智能电网解决方案可以促进高效运行，这也代表更高的利润，同时还可以降低对环境的影响。继续防范和减少网络安全风险事件是实现智能电网的重要组成部分。

12.6　使用 SGMM 的结果与分析

一旦获得成熟度模型的结果（实际的状态和未来的期望），需要进行差距分析以确定后续采取哪些措施。图 12-2 的例子有助于说明应用 SGMM 获得的结果。

注意，建立一个高级的未来状态并不受目前低级状态的妨碍，这一点非常重要。另一方面，在特定领域中没有将目标定为 5 级并不意味着该组织没有专注于智能电网技术。对于商业模式而言，不在领域中涉及所有方面，以及对组织而言，不考虑盈利而在该领域中提升其级别，都是可行的。类似于从成熟度模型诞生构想的软件行业，一些组织认为在某领域中进行流程优化是可以接受的。

12.7　SGMM 案例

这里提出的方法适用于评估一个包含 50 万用户的实际电力公司，该公司拥有发电、输电、配电和能源市场营销等纵向一体化业务。这里给出的结果是指一些对应于电网操作（GO）领域的 SEI-SGMM 模型的问题以及由该电力公司给出的答案。

GO-1.3

你是否有进行中的概念-验证项目，以及/或者对电网监测和控制组件进行的测试?

(A) 否

(B) 在一定程度上，不能直接用于智能电网

(C) 在一定程度上，适用于智能电网

(D) 在很大程度上（即已完成或正在进行大量评估）

GO-2.3

除了 SCADA，你是否正在试点关键电网资产的远程监控以对人工决策提供支持?

(A) 否

(B) 在书面的计划中（包括进度计划和预算）

(C) 示范中

(D) 示范已完成或技术已部署

GO-3.4

智能电表是否已经成为你们电网的重要管理传感器?

(A) 否

（B）在书面的计划中（包括进度计划和预算）

（C）中度（<40% 的电网正在使用智能电表作为管理传感器）

（D）很大程度（≥40%）

从上面的问题中可以看到难度随着级别在不断增长。最后，得到的分数说明这家公司的成熟程度。图 12-3 给出了该公司的结果，黑色实线表示达到每级要求的需求限值，该值是由一个认证机构通过特定的标准建立的。

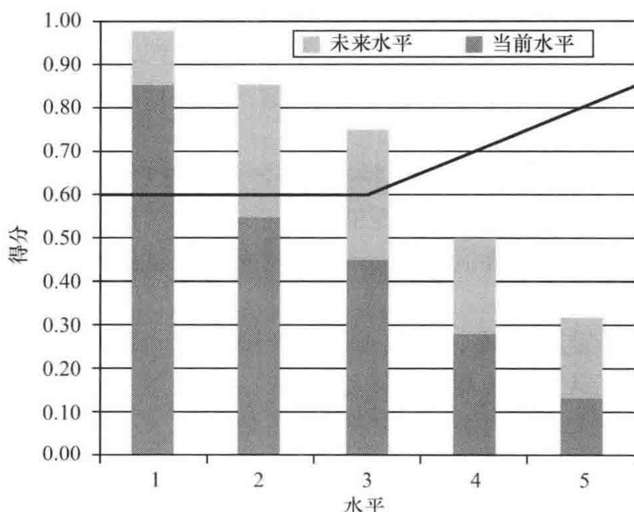


图 12-3　电网运行（GO）领域的结果示例

假定该认证机构的前三级通过标准最低得分均为 0.6 分，第三级后，需要更高的得分才能通过审批（特别是 4 级需要达到至少 0.7 分、5 级需要达到 0.8 分），一旦得分低于某个级别设定的底线，则计算该级别及其之前所有得分的总分。

该公司在 GO 领域显示 1.4 左右的成熟度，这表明它在运行自动化和网络优化方面有较高的水平。该示例显示当前条件（深灰色条）只在第一级中达到了黑线，得分为 0.85（最低为 0.6），在第二级仅得到了 0.55 分。由于第二级是第一级中未通过的部分，等效总得分达到此分数（1.4）。根据图 12-3 所示的结果，该公司 5 年内在 GO 领域最高可达到第三级，它可能会接受这一结果，在那种情况下，总得分将是 3.1，这个结果是从表中计算得到的（第一级 0.98 分，第二级 0.85 分，第三级 0.75 分，第四级 0.5 分）。该公司当前的目标是在 5 年内提高 1.7 分以达到 3.1 分的水平。

这表明，该公司目前已制定了智能电网计划，并已经确定了示范测试项目中的技术和设备，这些技术和设备中的一些可能已经结束，一些可能还在进行中。配电自动化和可交互数据系统就是采用了 CIM 这样的工具。

一旦获得了该公司在当前和未来状态的结果，接着就是分析评估该公司需要做出何种努力以达到这样的条件。它也可基于该模型期望的特定级别来确定。对于这家公司来说，为达到理想的级别，必须重点关注以下方面：

1）该组织必须已经批准了以级别为目标的商业计划，以获得人力资源和智能电网资产的提升、确定在管理人员和资产的能力方面所需要的改进、确保提高生产率和更好地预测事件。其目的是减少因故障而引起的维修和优化寿命成本，确保可用性。对于此期望的级别，这些商业计划并不需要与组织的其余部分进行整合。

2）在资产管理方面，该组织必须已经完成了对远程监控的评估，远程监控不仅仅是 SCADA，这意味着必须建立一个双向实时通信通道，以获得比之前使用的性能报告更详细的资产信息。

在这个级别，组织必须重视有关智能电网愿景的资产，同时必须已经完成设备和现场工作人员的评估。该评估包括与其地理位置关联的地理空间设备，比如远程监控通信系统与现场工作人员的整合。

3）该组织应该进行技术投资以支持监测资产和现场工作人员绩效。开发智能电网必须有书面文件，以设立资产清单、提供事件记录以及资产跟踪。设备的历史应该包括基于实际数据的趋势和配置信息。资产监测必须基于试验检测来开发且要综合考虑 GIS、状态和网络连接。

4）此外，该组织应为现场工作人员制定操作策略，目的是对组织形成显著影响。这意味着该组织已经认识到需要优化移动资产的具体业绩目标。理想情况下，现场工作人员操作策略必须与智能网络互联以获得更好的效果。

5）该组织应该已经开始实施包含资产管理和现场工作人员的智能电网解决方案以应用可用的信息。

6）该组织必须拥有至少 25% 设备的性能数据、趋势数据和事件控制，SCADA 和远程终端（RTU），包括断路器、变压器、发输配电仪表在内的物理设备。

7）25% 以内的设备有维修计划以试点维修和更换计划，这些计划是根据资产监测系统获得的实时数据制定的，这样可以预测设备容量、防止对系统的损坏，重要的是在规划阶段就要整合远程资产监测和资产管理。在这个级别的整合可能是对正在执行的命令进行自动化处理、根据网络需求对人员进行调配的能力。可以基于位置、状态和互连性，在至少一种类型的资产上对 GIS 和资产监测进行整合以提高可视化操作性。

8）该组织必须通过努力以实现对小部分（1% ~ 25%）的资产进行某种级别的自动化过程跟踪，跟踪时间为自资产离厂直至到达目的地，过程跟踪必须包括如资产位置、使用状态、计划维修日期和退役日期等信息，条形码和 RFID（射频识别）等技术可用来实现这类功能。

9）组织必须有书面计划，基于智能电网数据开发一套主设备资产投资模型，以整合和开展资产控制。

表 12-1 总结了与此样本模型相关的每个领域的成熟度，图 12-4 是得分的图形化描述。根据获得的结果分析识别差距以进行改进，评估中现在与未来之间的距离明确了要达到未来期望的状况需要做出哪些努力。现实和未来（雷达图中的区域差别）之间的差距越大，意味着有越多方面需要改进。基于预估的时间和预算，必须确定必要的任务评估成功概率。

表 12-1　应用 SGMM 后的结果示例

领　　域	目前的成熟度级别	未来成熟度级别（5 年）
SMR	2.2	4.7
OS	2.6	3.6
GO	1.4	3.1
WAM	1.3	2.7
TECH	1.5	3.5
CUST	2.2	3.2
VCI	1.6	2.5
SE	1.5	3.5
平均成熟度级别	1.80	3.36

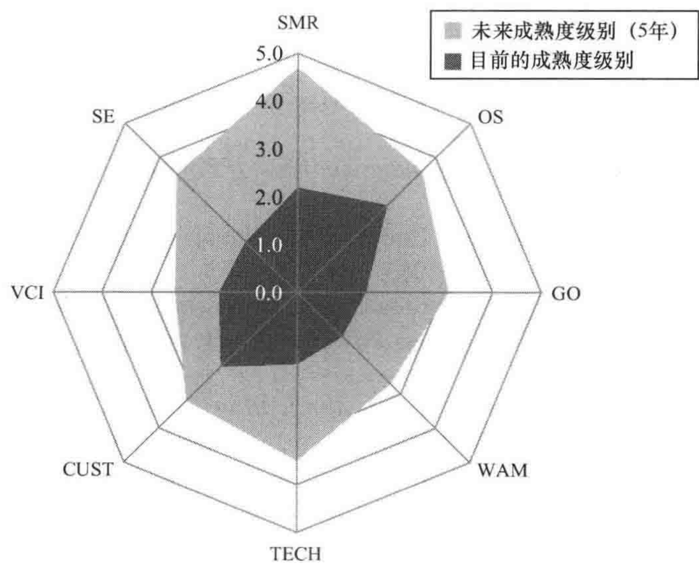


图 12-4　雷达图的结果示例

参 考 文 献

ABB: 'Distribution protection', ABB buyer's guide, vols. I, II, and III, 1991–1992

Aguilar, R. and Ariza, J.: 'Testing and configuration of IEC 61850 multivendor protection schemes', *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition*, New Orleans, LA, 2010

Alstom: *Network Protection & Automation*, 1st edn, Cayfosa, Barcelona, Spain, July 2002

Anderson, P.M.: *Analysis of Faulted Power Systems*, The Iowa State University Press, Ames, IA, 1995

Aravinthan, V., Karimi, B., Namboodiri, V., Jewell, W.: 'Wireless communication for smart grid applications at distribution level – Feasibility and requirements', *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1, 8, 24–29, July 2011

Arrillaga, J. and Arnold, C.P.: *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley & Sons, New Delhi, 1990

Arrillaga, J., Bradley, D.A., and Bodger, P.S.: *Power System Harmonics*, John Wiley & Sons, New Delhi, 1985

Baghzouz, Y.: 'Effects of nonlinear loads on optimal capacitor placement in radial feeders', *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 6, no. 1, pp. 245–251, January 1991

Baldini and Mansell: *Protective Relays Application Guide*, GEC Measurements, 3rd edn., The General Electric Company, Stafford, England, 1987

Baran, M.E. and Wu, F.F.: 'Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, April 1989

Baran, M.E. and Wu, F.F.: 'Optimal capacitor placement on radial distribution systems', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 725–734, January 1989

Basler Electric: *'Instruction Manual for Overcurrent BE-951,* Publication 9 3289 00 990, Revision F, Basler Electric, Highland, IL, August 2002

Basler Electric: 'Protection and control devices standards, dimensions and accessories', *Product Bulletin*, SDA-5 8-01, Highland, IL, August 2001

Beckwith Electric Co.: *Instruction Book M-7651 Feeder Protection Relay*, Publication 800-7651-SP-00, Beckwith Electric Co., Largo, FL, June 2010

Bennett, C. and Wicker, S.B.: 'Decreased time delay and security enhancement recommendations for AMI smart meter networks', *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010*, pp. 1–6, 19–21, January 2010

Billinton, R. and Jonnavithula, S.: 'Optimal switching device placement in radial distribution systems', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 3, pp. 1646–1651, July 1996

Blackburn, J.I.: *Protective Relaying Principles and Applications*, 3rd edn, CRC Press, Boca Raton, FL, 2008

Blackburn, J.L.: *Protective Relaying*, Marcel Dekker, New York, NY, 2nd edn, 1998

Borbely, A. and Kreider, J.F.: *Distributed Generation – The Power Paradigm for the New Millennium*, CRC Press, Boca Raton, FL, 2001

Borozan, V., Rajicic, D., and Ackovski, R.: 'Minimum loss reconfiguration of unbalanced distribution networks', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. I, pp. 435–442, January 1997

Broadwater, R.P. and Thompson, J.C.: 'Computer aided protection system design with reconfiguration', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 1, pp. 260–266, January 1991

Brown, R.E.: *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd edn, CRC Press, Boca Raton, FL, 2009

Burnett, J.: 'IDMT relay tripping of main incoming circuit breakers', *Power Engineering Journal*, 1990, vol. 4, pp. 51–56

Cadick, J.: 'Condition Based Maintenance – How to Get Started', *Cadick Corporation*, pp. 1–11, 1999

Cespedes, R.: 'New method for the analysis of distribution networks', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 1, pp. 391–396, January 1990

Chakrabarti, S., Kyriakides, E., Bi, T., Cai, D., and Terzija, V.: 'Measurements get together', *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 7, no. 1, pp. 41–49, January/February 2009

Chandrasekaran, B., Josephson, J.R., Benjamins, V.R.: 'What are ontologies, and why do we need them?', *Intelligent Systems and their Applications, IEEE*, vol. 14, no. 1, pp. 20,26, January/February 1999

Chang, N.E.: 'Determination of primary feeder losses', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 87, no. 12, pp. 1991–1994, 1968

Chen, A.C.M.: 'Power/energy: Automated power distribution: Increasingly diverse and complex power operation and distribution systems will mean a larger role for microprocessor and communications technologies', *Spectrum, IEEE*, vol. 19, no. 4, pp. 55–60, April 1982

Chen, C.S. and Cho, M.Y.: 'Energy loss reduction by critical switches', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 3, pp. 1246–1253, July 1993

Cheng, D.K.: *Analysis of Linear Systems*, Addison-Wesley, USA, 1972

Cho, M.Y. and Chen, Y.W.: 'Fixed-switched type shunt capacitor planning of distribution systems by considering customer load patterns and simplified feeder model', *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 6, pp. 533–540, November 1997

Choi, D., Kim, H., Won, D., and Kim, S.: 'Advanced key-management architecture for secure SCADA communications', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1154–1163, July 2009

CIP-002-1: *Cyber Security — Critical Cyber Asset Identification*, NERC Standard, 2006

CIP-009-2: *Cyber Security — Recovery Plans for Critical Cyber Assets*, NERC Standard, 2006

Civanlar, S., Grainger, H., Yin, H., and Lee, S.: 'Distribution feeder reconfiguration for loss reduction', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, pp. 1217–1223, 1988

Closson, J. and Young, M.: 'Commissioning numerical relays', *XIV IEEE Summer Meeting*, Acapulco, Mexico, July 2001

Cook, R.F.: 'Analysis of capacitor application as affected by load cycle', Power apparatus and systems, part III. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 78, no. 3, pp. 950–956, April 1959

Cook, R.F.: 'Calculating loss reduction afforded by shunt capacitor application', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 83, no. 12, pp. 1227–1230, December 1964

Cook, R.F.: 'Optimizing the application of shunt capacitors for reactive-volt-ampere control and loss reduction', Power apparatus and systems, part III. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 80, no. 3, pp. 430–441, April 1961

Cooper Power Systems: *Electrical Distribution System Protection Manual*, 3rd edn, Cooper Power Systems, Pittsburgh, PA, 1990

Cooper Power Systems: *How Step-voltage Regulators Operate*, Bulletin 77006, Supersedes 10/91. USA, February 1993

Cooper Power Systems: *Voltage Regulator*, Bulletin B225-97020, Supersedes 4/99. USA, July 2005

Davies, T.: *Protection of Industrial Power Systems*, Pergamon Press, Cleveland, OH, 1983

De Vos, A., Widergren, S.E., and Zhu, J.: 'XML for CIM model exchange', Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. *22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on Innovative Computing for Power – Electric Energy Meets the Market*, pp. 31–37, 2001

EI, AEIC, and UTC, 'Smart meters and smart meter systems: A metering industry perspective', 2011

Electrical Power Research Institute: *Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Volume 1, Measuring Impacts*, Electrical Power Research Institute, Palo Alto, CA, 2011

Electricity Training Association: 'Power system protection edited by The Electricity Training Association', *Power Engineering Review, IEEE*, vol. 15, no. 9, pp. 33, September 1995, doi: 10.1109/MPER.1995.410272

Elmore, W.A.: *Protective Relaying Theory and Applications*, ABB, New York, NY, 1994

European Commission: *Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*, ICCS Company, Athens, Greece, 2009

European Commission: *Annex C: Some Relevant Standards*, Expert Group 1 (EG1) of the EC Task Force for Smart Grids (TF), pp. 55–69, 2010

European Commission: *Europe and Wind Energy at the Dawn of the 21st Century*, European Union, Belgium, May 2011

European Commission: *First Interim Evaluation of the Fuel Cell & Hydrogen Joint Undertaking, Expert Group Report*, European Union, Luxembourg, May 2011

EU Commission Task Force for Smart Grids Expert Group 1: *Functionalities of Smart Grids and Smart Meters, Final Deliverable*, European Union, Expert Group 1 (EG1) of the EC Task Force for Smart Grids (TF), December 2010

European Commission: *International Initiatives Related to Smart Grid Standardisation: State of the Art*, EU Commission Task Force for Smart, Expert Group 1 (EG1) of the EC Task Force for Smart Grids (TF), pp. 25–38, 2010

European Environment Agency: *Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential, an Assessment of Environmental and Economic Constraints – Technical Report*, European Environment Agency, Copenhagen, 2009

European Technology Platform Smartgrids: *Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future*, European Commission, Community Research, Brussels, EUR 22580, 2007

Feenan, J.: 'The versatility of high-voltage fuses in the protection of distribution systems', *Power Engineering Journal*, vol. 1, pp. 109–115, 1987

Gaonkar, D.N.: *Distributed Generation,* In-Teh, India, February 2010

GEC Alsthom: *Protective Relays Application Guide,* 3rd edn, Balding & Mansell, London, September 1990

Gelling, C.: *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*, The Fairmont Press, Estados Unidos, 2009

Gers, J.M.: 'Enhancing numerical relaying performance with logic customization', *XV IEEE Summer Meeting*, Acapulco, Mexico, July 2002

Gers, J.M. and Holmes, E.J.: Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd edn, The Institution of Engineering and Technology, Hertfordshire, UK 2011

Glover, J.D. and Sarma, M.S.: *Power System Analysis and Design*, 3rd edn., Brooks/Cole, Pacific Grove, CA, 2002

Gonen, T.: *Electric Power Distribution System Engineering*, 2nd edn., CRC Press, Boca Raton, FL, 2008

Goraj, M. and Herrmann, J.: 'Experiences in IEC 61850 and possible improvements of SCL languages', *Praxis Profiline*, p. 60, April 2007

Goswami, S.K.: 'Distribution system planning using branch exchange technique', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 718–723, May 1997

Goswami, S.K. and Basu, S.K.: 'A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 3, pp. 1484–1491, 1992

Grainger, J.J. and Civanlar, S.: 'Volt-var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators, part I – The overall problem', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 11, pp. 3278–3283, November 1985

Grainger, J.J. and Civanlar, S.: 'Volt-Var Control on Distribution Systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators, part II – The

solution method', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 11, 3284–3290, November 1985

Grainger, J.J. and Civanlar, S.: 'Volt-var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators, part III – The numerical results', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 11, pp. 3291–3297, November 1985

Gregerson, S. and Toporek, D.: 'The Doctor Is In', *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 8, no. 6, pp. 45, 47, November–December 2010

Gross, C.A.: *Power System Analysis*, 2nd edn, John Wiley & Sons, New York, NY, 1986

Harker, K.: *Power System Commissioning and Maintenance Practice*, Peter Peregrinus, Hertfordshire, 1998

Headley, A., Burdis, E.P., and Kelsey, T.: 'Application of protective devices to radial overhead line networks', *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 133, pp. 437–440, 1986

Holbach, J. and Dufaure, T.: 'Comparison of IEC 61850 GOOSE messages and control wiring between protection relays'. *62nd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference,* Atlanta, GA, 2008

IEC 60870: *Communication Networks and Systems in Substations*, 6 Parts, 1988–2000

IEC 61850 edn 1: *Communication Networks and Systems in Substations*, 14 Parts, 2003–2005

IEC 61850 edn 2: *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation Scheduled for 2010*

IEC 61968: *Common Information Model (CIM)/Distribution Management*

IEC 61970: *Common Information Model (CIM)/Energy Management*

IEC 62056: *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading*, tariff and load control, 7 Parts, 2002–2007

IEC/PAS 62559 edn 1: *IntelliGrid Methodology for Developing Requirements for Energy Systems*

IEE Conference Publication: 'Developments in power system protection', *7th International Conference*, vol. 479, 2001

IEEE: 'Microprocessor relays and protection systems', Tutorial Course, 88EH0269-1-PWR, 1987

IEEE: *Guides and Standards for Protective Relaying Systems*, IEEE, New York, NY, 1995

IEEE Std 18-1992: *IEEE Standard for Shunt Power Capacitors*

IEEE Std 141-1993: *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*

IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986): *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)*

IEEE Std 493-2007: *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book)*

IEEE Std 519-1992: *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*

IEEE Std 551-2006: *IEEE Recommended Practice for Calculating AC Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems (Violet Book)*

IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995): *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*

IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003): *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*

IEEE Std 2030: *IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads*

IEEE Std C37.1-2008: *IEEE Standard for SCADA and Automation Systems*

IEEE Std C57.13-2008 (Revision of IEEE Std C57.13-1993): *Standard Requirements for Instrument Transformers*

IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995): *Standard for Synchrophasors for Power Systems*

IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005): *Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*

IEEE 802.15.4j: 'IEEE Std for local and metropolitan area networks - Part 15.4: Low-rate wireless personal area networks (LR-WPANs) amendment 4: Alternative physical layer extension to support medical body area network (MBAN) services operating in the 2360 MHz 2400 MHz Band', *IEEE Std 802.15.4j-2013 (Amendment to IEEE Std 802.15.4-2011 as amended by IEEE Std 802.15.4e-2012, IEEE Std 802.15.4f-2012, and IEEE Std 802.15.4g-2012)*, pp. 1, 24, February 2013

IEEE 1815: 'IEEE Std for electric power systems communications-distributed network protocol (DNP3)', IEEE Std 1815–2012 (Revision of IEEE Std 1815–2010), vol., no., pp. 1, 821, October 2012

Ipakchi, A. and Albuyeh, F.: 'Grid of the future', *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 7, no. 2, pp. 52–62, March–April 2009

ISO/IEC 8802-3 edn 6: *Information Technology – Telecommunications and Information Exchange between Systems – Local and Metropolitan Area Networks – Specific Requirements*, 2000

ISO 27002: *Information Technology – Security Techniques – Code of Practice for Information Security Management*, 2005

ISO 15408: *Information Technology – Security Techniques – Evaluation Criteria for IT Security*, 3 Parts. 2008–2009

Jonnavithula, S. and Billinton, R.: 'Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 4, pp. 1935–1940, October 1996

Kasztenny, B., Whatley, J., and Udren, E.A.: 'IEC 61850: A practical application primer for protection engineer', *60th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, Atlanta, GA, 2006

Kennedy, B.W.: *Power Quality Primer*. Primer Series. McGraw-Hill, USA, 1976

Kezunovic, M.: 'Smart fault location for smart grids', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 11, 22, March 2011

Lakervi, E. and Holmes, E.J.: *Electricity Distribution Network Design*, 2nd edn, Peter Peregrinus, The Institution of Engineering and Technology, Hertfordshire, UK, 1995; revised 2003

Laycock, W.J.: 'Management of protection', *Power Engineering Journal*, vol. 5, pp. 201–207, 1991

Lee, R.E. and Brooks, C.L.: 'A method and its application to evaluate automated distribution control', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 3, July 1988

Lin, C., Chen, C., Ku, T., Tsai, C., and Ho, C.: 'A multiagent-based distribution automation system for service restoration of fault contingencies', *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, pp. 239–253, June 2010

Lo, K.L. and Gers, J.M.: 'Feeder reconfiguration for losses reduction in distribution systems', *Proceedings of the UPEC 94 Conference*, University College Galway, Ireland, September 1994

Lo, K.L. and Nashid, L.: 'Expert systems and their applications to power systems, Part 3 Examples of application', *Power Engineering Journal*, vol. 7, no. 5, pp. 209–213, 1993

Lo, K.L., McDonald, J.R., and Young, D.J.: 'Expert systems applied to alarm processing in distribution control centres', *Conference proceedings*, UPEC 89, Belfast, 1989

Long, W., Cotcher, D., Ruiu, D., Adam, P., Lee, S., and Adapa, R.: 'EMTP – A powerful tool for analysing power system transients', *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 3, no. 3, pp. 36, 41, July 1990

Mavrommati, I. and Darzentas, J.: 'An overview of AMI from a user centered design perspective', *2nd IET International Conference on Intelligent Environments, 2006* (IE 06), vol. 2, pp. 81–88, July 5–6, 2006

Maxwell, M.: 'The economic application of capacitors to distribution feeders', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 79, no. 3, pp. 353–358, April 1960

McGranaghan, M.F., Dugan, R.C., King, J.A., and Jewell, W.T.: 'Distribution feeder harmonic study methodology', *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 12, pp. 3663–3671, December 1984

McGranaghan, M.F., Dugan, R.C., and Sponsler, W.L.: 'Digital simulation of distribution system frequency-response characteristics', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1362–1369, March 1981

McMorran, A.: *An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model*, Institute for Energy and Environment, University of Strathclyde. Glasgow, Scotland, January 2007

Meliopoulos, A.P.S., Cokkinides, G.J., Huang, R., Farantatos, E., Choi, S., Lee, Y., and Yu, X.: 'Smart grid technologies for autonomous operation and control', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 1, 10, March 2011

Merlin, A. and Back, G.: 'Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system', *Proceedings of the Fifth Power System Conference (PSCC)*, Cambridge, pp. 1–18, 1975

Mohd, A., Ortjohann, E., Schmelter, A., Hamsic, N., and Morton, D: 'Challenges in integrating distributed energy storage systems into future smart grid', *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, (ISIE 2008), pp. 1627–1632, June 30–July 2, 2008

Momoh, J.: *Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control*, 1st edn, CRC Press, Boca Raton, FL, September 2008

Momoh, J.: Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis, *Wiley-IEE*E Press, Hoboken, NJ, 2012

Munasinghe, M.: 'Economic principles and policy electricity loss reduction', *Latin American Seminar on Electrical Losses Control*, Bogota DE, 1988

National Energy Technology Laboratory: *A Compendium of Modern Grid Technologies*, U.S. Department of Energy, NETL Modern Grid Initiative, USA, 2007

National Institute of Standards and Technology: *NIST Smart Grid Standards Roadmap*, National Coordinator for Smart Grid Interoperability, USA, 2009

National Institute of Standards and Technology: *IEC 61850 Objects/DNP3 Mapping*, NIST, USA, 20090730, 2009–2010

Neagle, N.M. and Samson, D.R.: 'Loss reduction from capacitor installed on primary feeders', *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 75, no. 3, pp. 950–959, January 1956

NEPLAN, *NEPLAN User Guide for Version 5.5.2*, 2013

Northcote-Green, J. and Wilson, R.: *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*, Taylor & Francis, Boca Raton, FL, 2007

Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability: *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*, NIST Special Publication 1108, USA, 2010

Ortmeyer, T.H., Hammam, M.S.A.A., Hiyama, T., and Webb, D.B.: 'Measurement of the harmonic characteristics of radial distribution systems', *Power Engineering Journal*, vol. 2, no. 3, pp. 163–172, May 1988

Parikh, P.P., Kanabar, M.G., and Sidhu, T.S.: 'Opportunities and challenges of wireless communication technologies for smart grid applications', *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1, 7, 25–29, July 2010

Peponis, G.J., Papadopoulos, M.P., and Hatziargyriou, N.D.: 'Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 3, pp. 1338–1342, July 1995

Pereira, R.A.F., Da Silva, L.G.W., Kezunovic, M., and Mantovani, J.R.S.: 'Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 2, pp. 852, 862, April 2009

Phadke, A.G. and Horowitz, S.H.: 'Adaptive relaying', *IEEE Computer Applications in Power*, July 1990

Power System Relaying Committee Working Group H6: *Application Consideration of IEC 61850/UCA2 for Substation Ethernet Local Area Network Communication for Protection and Control*, 2005

Prabhakara, F.S., Smith, R.L., Stratford, R.P.: *Industrial and Commercial Power System Handbook,* 1st edn, McGraw-Hill Professional, New York, NY, October 1995

Pradeep, Y., Seshuraju, P., Khaparde, S.A., and Joshi, R.K.: 'CIM-based connectivity model for bus-branch topology extraction and exchange', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 244, 253, June 2011

Press, W.M., Teukolsky, S.A., Vetterling, W.T., Flannery, B.P., and Metcalf, M.: *Numerical Recipes in FORTRAN*, Cambridge University Press, England, 1986

Rajagopalan, S.: 'A new computational algorithm for load flow study of radial distribution systems', Computer & Electrical Engineering, vol. 5, pp. 225–231, Pergamon Press, Oxford, 1978

Rizy, D.T., Gunther, E.W., and McGranaghan, M.F.: 'Transient and harmonic voltages associated with automated capacitor switching on distribution systems', *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-7, no. 8, pp. 49, 50, August 1987

Sabin, D., McGranaghan, M., and Sundaram, A.: 'A systems approach to power quality monitoring for performance assessment', *Proceedings of the 7th Annual Canadian Electricity Forum on Power Quality and Power Harmonics*, Toronto, Canada, May 1997

Sallam, A.A. and Malik, O.P.: *Electric Distribution Systems*, John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2011

Sarfi, R.J., Salama, M.M.A., and Chikhani, A.Y.: 'Distribution system reconfiguration for loss reduction – An algorithm based on network partitioning theory', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 504–510, February 1996

Schmill, J.V.: 'Optimum size and location of shunt capacitors on distribution feeders', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 84, no. 9, pp. 825–832, September 1965

Shaibon, H., Mohd-Zin, A.A., Lim, Y.S., and Lo, K.L.: 'Loss minimisation using islanding technique for district of Klang', *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, no. 5, pp. 523–526, September 1995

Shirmohammady, D. and Hong, H.W.: 'Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 4, pp. 1492–1498, 1989

Short, T.A., *Electric Power Distribution Handbook*, CRS Press, Boca Raton, FL, 2004

Shreyas, A.: Analysis of Communication Protocols for Neighborhood Area Network for Smart Grid, California State University, Sacramento, CA, 2010

Siemens: *Switching, Protection and Distribution in Low Voltage Networks*, 2nd edn, Publicist MCD Verlag, Germany, 1994

SMB Smart Grid Strategic Group: *IEC Smart Grid Standardization Roadmap*, pp. 14–32, 2010

Software Engineering Institute: *SGMM Compass Assessment Survey*, Version 1.2. CERT® Program Research, Technology, and System Solutions Program, Software Engineering Process Management Program, Carnegie Mellon University, 2011

Software Engineering Institute: *SGMM Model Definition. A Framework for Smart Grid Transformation*, Version 1.2. Technical Report CMU/SEI-2011-TR-025, ESC-TR-2011-025. CERT® Program Research, Technology, and System Solutions Program, Software Engineering Process Management Program, Carnegie Mellon University, USA, September 2011

Solanki, J.M., Khushalani, S., and Schulz, N.N.: 'A multi-agent solution to distribution systems restoration', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1026,1034, August 2007

Song, Y.H., Wang, G.S., Johns, A.T., and Wang, P.Y.: 'Distribution network reconfiguration for loss reduction using fuzzy controlled evolutionary programming', *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 4, pp. 345–350, July 1997

Sortomme, E., Mapes, G.J., Foster, B.A., and Venkata, S.S.: 'Fault analysis and protection of a microgrid'. *40th North American Power Symposium, 2008 (NAPS '08)*, Calgary, Alberta, pp. 1–6, 28–30, September 2008

Stott, B.: 'Decoupled Newton load flow', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-91, no. 5, pp. 1955, 1959, September 1972

Stott, B.: 'Review of load-flow calculation methods', *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 916, 929, July 1974

Stott, B., Alsac, O.: 'Fast decoupled load flow', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859, 869, May 1974

Sui, H., Wang, H., Lu, M.-S., and Lee, W.-J.: 'An AMI system for the deregulated electricity markets', *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 6, pp. 2104–2108, November–December 2009

Taylor, T. and Kazemzadeh, H.: 'Integrated SCADA/DMS/OMS: Increasing distribution operations efficiency', *Electric Energy T&D,* no. I, pp. 31–34, March–April 2009

Teo, C.Y. and Chan, T.W.: 'Development of computer-aided assessment for distribution protection', *Power Engineering Journal*, vol. 4, pp. 21–27, 1990

Tosic, V. and Djordjevic-Kajan, S.: 'The common information model (CIM) standard – An analysis of features and open issues', *Proceedings of TELSIKS '99 – 4th International Conference on Telecommunications in Modern Satellite, Cable, and Broadcasting Services*, Nis, Yugoslavia, October 1999, vol. 2, pp. 677–680, 1999

Uluski, R.W.: 'Economic justification of DA: The benefit side', *Power Engineering Society General Meeting, 2007 IEEE*, Tampa, FL, pp. 1, 7, 24–28, June 2007

Uluski, R.W.: 'The role of advanced distribution automation in the smart grid', *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, Minneapolis, MN, pp. 1, 5, 25–29, July 2010

Uluski, R.W.: 'Using distribution automation for a self-healing grid', *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES*, Orlando, FL, pp. 1, 5, 7–10, May 2012

Uluski, R.W.: 'VVC in the smart grid era', *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, Minneapolis, MN, pp. 1, 7, 25–29, July 2010

Urdaneta, A.J., Restrepo, H., Marquez, J., and Sanchez, J.: 'Co-ordination of directional overcurrent relay timing using linear programming', *IEEE PAS Winter Meeting*, New York, NY, February 1995

U.S. Department of Energy: *Home Area Networks and the Smart Grid*, Edited by Battelle in Richland, Washington, USA, 2011

U.S. Department of Energy: *Smart Grid System Report*, Edited by U.S. Department of Energy, USA, July 2009

U.S. Department of Energy: *Smart Grid System Report – Annex A and B*, Edited by U.S. Department of Energy, USA, July 2009

U.S. Department of Energy: *The Smart Grid Stakeholder Roundtable Group Perspectives*, Edited by AllianceOne, USA, September 2009

Venkata, S.S.: *Distribution Automation – Course Notes*, Minneapolis, MN, September 2007

Wagner, T.P. and Chikhani, A.Y.: 'Feeder reconfiguration for loss reduction: An application of distribution automation', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 4, pp. 1922–1931, 1991

Westinghouse/ABB Power T&D Co.: *Protective Relaying Theory and Application*, Marcel Dekker, Inc., copyright, USA, 1994

Wright, A.: 'Application of fuses to power networks', *Power Engineering Journal*, vol. 4, pp. 293–296, 1991, ibid. vol. 5, pp. 129–134, 1991

Wright, A. and Newberry, P.G.: *Electric Fuses*, 2nd edn, Peter Peregrinus, Hertfordshire, UK, 1994

Zhou, Q., Shirmohammadi, D., and Edwin-Liu, W.H.: 'Distribution feeder reconfiguration for operation cost reduction', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 730, 735, May 1997

Zhou, Q., Shirmohammadi, D., and Edwin-Liu, W.H.: 'Distribution feeder reconfiguration for service restoration and load balancing', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 724, 729, May 1997

国际视野 科技前沿

内容简介

近年来，随着智能电网的建设和电力体制改革的推进，针对配电网的研究、开发、应用、投资等逐渐得到重视，高校、电网公司、设备商等各类机构普遍开展了对配电网的结构现状、运行状况、供电能力、供电质量、管理水平等进行监测、计算、评估、分析等各类研究与应用，这些研究和应用以配电网高级分析为核心内容、以配电自动化为应用载体、以提升配电网自动化水平为目标，从不同角度促进配电领域的技术发展和繁荣。

本书主要介绍智能配电网概念和通信系统、配电自动化功能、配电高级分析、短路电流计算、可靠性分析、网络重构与供电恢复、电压无功控制、谐波分析、继电保护等以及智能电网的互操作和成熟度模型等内容。

本书可供从事配电网规划、分析与仿真以及与自动化相关的研究与开发的科研院所、公司及高校的工程师、学者、老师、学生等参考使用。


机械工业出版社E视界


机械工业出版社微信公众号

上架指导 工业技术／电力技术

ISBN 978-7-111-53394-8



定价：69.00元

[General Information]
书名=配电系统分析与自动化＝DISTRBUTION SYSTEM ANALYSIS AND AUTOMATION
作者=（美）胡安 M.赫尔斯著
页数=246
SS号=14109507
DX号=
出版日期=2016.07
出版社=机械工业出版社